MILANA LIMA DOS SANTOS

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MEIA-ONDA E EM
CORRENTE CONTÍNUA - ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA

Texto apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Doutora em Ciências

São Paulo

2012

MILANA LIMA DOS SANTOS

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MEIA-ONDA E EM
CORRENTE CONTÍNUA - ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA

Texto apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Doutora em Ciências

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Antonio Jardini

São Paulo

2012

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, de abril de 2012.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Santos, Milana Lima dos

**Transmissão de energia elétrica em meia-onda e em corrente contínua: análise técnico-econômica / M.L. dos Santos. – ed.rev. -- São Paulo, 2012.
144 p.**

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia elétrica 2.Transmissão de energia elétrica 3.Linhas de transmissão de energia elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Dedico esta tese a Deus e meus
pais, Ana Amália e Amaro Cícero.

AGRADECIMENTOS

A meu orientador, Prof Dr José Antonio Jardini, pela confiança, atenção e pelas valiosas recomendações.

Ao engenheiro Mário Masuda, pela paciência e pelo grande auxílio técnico, em especial no levantamento de custos de linhas de transmissão e preparação do Apêndice.

Ao engenheiro Ronaldo Pedro Casolari, pelo grande incentivo e disposição constante em compartilhar seus conhecimentos.

Ao amigo Ricardo León Vasquez-Arnez, pela gentil leitura e revisão dos artigos científicos e das apresentações relacionadas a essa pesquisa.

Aos amigos do Grupo de Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia (GAGTD), por promoverem um ambiente de constante aprendizado e apoio mútuo, além de serem ótimas companhias nos agradabilíssimos almoços.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e à Comissão de Bolsas do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da EPUSP, pela concessão de bolsa de doutorado.

Aos professores, funcionários e colegas da EPUSP, pela agradável convivência.

À Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, CTEEP, CEMIG e EATE, pelo acompanhamento e financiamento do projeto de pesquisa e desenvolvimento que deu suporte a este estudo, bem como à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pela proposição deste projeto. Aos amigos e colegas dessas empresas, pelo incentivo.

A minha família e meus amigos, por me apoiarem e compreenderem a dedicação a este trabalho.

RESUMO

Ao buscar alternativas para interligação entre importantes centros de geração de energia elétrica localizados no Norte do Brasil e centros consumidores no Nordeste e Sudeste, o setor elétrico brasileiro se depara com o desafio de transpor distâncias superiores a 2000 km. A alternativa em corrente contínua já é bastante utilizada, com desempenho satisfatório. Já a transmissão em meia-onda, ainda não utilizada comercialmente em país algum do mundo, é uma alternativa sugerida por alguns artigos como adequada a esse propósito. Este trabalho se propõe a apresentar uma metodologia de comparação econômica entre alternativas de transmissão e aplicá-la à comparação entre a meia-onda e a corrente contínua, utilizando um cenário muito próximo ao brasileiro. Para possibilitar esta comparação, são apresentados detalhes do funcionamento da linha de meia-onda, já que pouco foi publicado sobre o assunto. São mencionados alguns aspectos adversos de seu comportamento transitório e também são descritas etapas de definição de alternativas de transmissão a serem avaliadas.

Palavras-chaves: Transmissão de energia elétrica em corrente alternada em meia onda. Transmissão de energia elétrica em corrente contínua. Planejamento da transmissão de energia. Transmissão de energia por longas distâncias.

ABSTRACT

In order to connect important power generation plants located in Northern region to the major load centers in the Northeast and Southeast parts of the country, the Brazilian electric sector should deal with the challenge of planning transmission systems to cover distances of more than 2000 km. The HVDC transmission alternative, which has shown satisfactory response and performance to also carry bulk power over long distances, is already used in many countries. Still, the half-wavelength power transmission line (HWLL), not yet commercially used in any country, is an alternative suggested by some papers as suitable for this purpose. Thus, the objective of this work is to present a methodology for the economic comparison amongst the transmission alternatives present today, to thereafter apply it to the HWLL and HVDC transmission technologies. To do so, a closest scenario to that of the Brazilian case will be used. In order to perform this comparison, some details of the HWLL operation are explored, since little was published on this subject. Also, some adverse aspects of the HWLL transient behavior as well as the steps for defining the transmission alternatives to be evaluated are presented.

Keywords: Half-wavelength (HWLL) power transmission. HVDC transmission. Power transmission planning. Long distance power transmission.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Parcelas do custo total da alternativa de transmissão avaliada	6
Figura 2 – Cálculo do custo anual das linhas e perdas Joule, após definição do condutor econômico.	7
Figura 3 – Verificação do gradiente superficial e cálculo do custo anual das perdas corona.	8
Figura 4 – Cálculo do custo anual de conversoras, subestações, equipamentos e perdas Joule associadas.	9
Figura 5 – Cálculos de custos de confiabilidades e custos adicionais.	10
Figura 6 – Fasores representando V_r e $I_r Z_c$ para carga da linha menor que a potência característica.	14
Figura 7 – Fasores das tensões incidente e refletida, carga menor que potência característica.	14
Figura 8 – Fasores das tensões incidente e refletida, carga menor que potência característica, para $\beta x = 0^\circ, 90^\circ$ e 180°	15
Figura 9 – Fasores representando V_r e $I_r Z_c$ para carga da linha maior que a potência característica.	16
Figura 10 – Fasores das tensões incidente e refletida, carga maior que potência característica.	16
Figura 11 – Fasores das tensões incidente e refletida, carga maior que potência característica, para $\beta x = 0^\circ, 90^\circ$ e 180°	16
Figura 12 – Perfil de tensões ao longo da linha para diversas razões entre carga (L) e potência característica (P_c).	17
Figura 13 – Perfil de correntes ao longo da linha para diversas razões entre carga (L) e potência característica (P_c).	18
Figura 14 – Perfil de tensões ao longo da linha para carga igual à potência característica, com diferentes fatores de potência (fp) indutivos e capacitivos.	18
Figura 15 – Perfil de correntes ao longo da linha para carga igual à potência característica, com diferentes fatores de potência indutivos e capacitivos.	19
Figura 16 – Silhueta compacta (A), torre Chainette	32
Figura 17 – Silhueta não-compacta (B), torre Cross-rope	32
Figura 18 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 765 kV. Objetivo: Potência Característica = 6000 MW.	34
Figura 19 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 765 kV. Objetivo: Potência Característica = 4500 MW.	35
Figura 20 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 765 kV. Objetivo: Potência Característica = 3000 MW.	36
Figura 21 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 1000 kV. Objetivo: Potência Característica = 6000 MW.	37
Figura 22 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 1000 kV. Objetivo: Potência Característica = 4500 MW.	38
Figura 23 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 1000 kV. Objetivo: Potência Característica = 3000 MW.	39
Figura 24 – Configuração das subestações do sistema de transmissão CA meia-onda.	46
Figura 25 – Configuração das subestações do sistema de transmissão CA meia-onda, incluindo compensação da defasagem natural.	50

Figura 26 – Circuito para simulação de curto-circuito no início da linha e verificação de correntes.	55
Figura 27 – Correntes no início da linha em defeito, para o curto da figura 26.	56
Figura 28 – Circuito para simulação de curto-circuito e verificação de tensões na linha em defeito.	57
Figura 29 – Tensões na linha em defeito, a 1050 km do início, para curto-circuito monofásico A-terra a 2200 km do início da linha, configuração 1.	57
Figura 30 – Tensões na linha em defeito, a 1100 km do início, para curto-circuito monofásico A-terra a 2300 km do início da linha, configuração 2.	58
Figura 31 – Circuito para simulação de curto-circuito e verificação de tensões na linha sã.	59
Figura 32 – Tensões na linha sã, a 1200 km do início, para curto-circuito monofásico A-terra a 350 km do início da linha, configuração 1.	59
Figura 33 – Tensões na linha sã, a 1200 km do início, para curto-circuito monofásico A-terra a 250 km do início da linha, configuração 2.	60
Figura 34 – Circuito para simulação de curto-circuito no meio da linha e verificação de correntes.	61
Figura 35 – Correntes no início da linha em defeito para curto-circuito monofásico A-terra no meio da linha.	62
Figura 36 – Correntes no início da linha sã para curto-circuito monofásico A-terra no meio da linha.	62
Figura 37 – Circuito para simulação de desligamento de uma das linhas.	63
Figura 38 – Tensões no meio da linha remanescente durante desligamento de uma das linhas, com tensão de 1 pu nos terminais.	64
Figura 39 – Tensões no meio da linha remanescente durante desligamento de uma das linhas, com tensão de 0.707 pu nos terminais.	65
Figura 40 – Circuito para simulação de energização.	65
Figura 41 – Médias de tensões ao longo da linha para energização de linha de meia-onda.	66
Figura 42 – Silhueta de torre CC.	70
Figura 43 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 765 kV. Objetivo: potência característica = 6000 MW. Condutores para um circuito CA.	90
Figura 44 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 1000 kV. Objetivo: potência característica = 6000 MW. Condutores para um circuito CA.	91
Figura 45 – Configuração das subestações do sistema de transmissão com 2 linhas CA meia-onda, potência máxima 9000 MW.	102
Figura 46 – Configuração das subestações do sistema de transmissão com 3 linhas CA meia-onda, potência máxima 9000 MW.	102
Figura 47 – Circuito ‘T’ para alongamento elétrico de linha de transmissão CA.	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Expressões para custo de linhas de transmissão em CA.....	25
Tabela 2 – Expressões para custo anual de linhas CA	26
Tabela 3 – Durações de potência para cálculo do condutor econômico	27
Tabela 4 – Valores de tensão operativa para minimizar perdas Joule	28
Tabela 5 – Valores de custo anual das linhas e das perdas Joule, em função de S_1 – alternativas CA meia-onda	29
Tabela 6 – Condutores econômicos definidos para as alternativas CA	31
Tabela 7 – Distâncias mínimas e flechas utilizadas nas silhuetas A e B.....	33
Tabela 8 – Projetos de linha que atingem as potências características desejadas...	40
Tabela 9 – Gradientes de início do corona visível e gradientes superficiais para as alternativas meia-onda	42
Tabela 10 – Projetos de linha para os novos casos 7B e 10A	42
Tabela 11 – Gradiente de início do corona visível e gradientes superficiais para os novos casos 7B e 10A.....	43
Tabela 12 – Custo de subestações 500 / 765 kV do sistema CA meia-onda.....	47
Tabela 13 – Custo de subestações 500 / 1000 kV do sistema CA meia-onda	47
Tabela 14 – Custo de correção do fator de potência da carga (de 0,98 para 1,00) ..	48
Tabela 15 – Custo de compensação de defasagem, subestações 500 / 765 kV do sistema CA meia-onda	51
Tabela 16 – Custo de compensação de defasagem, subestações 500 / 1000 kV do sistema CA meia-onda	51
Tabela 17 – Custo total anual das alternativas CA meia-onda, valores em $10^6 \times$ R\$/ano.....	53
Tabela 18 – Perdas Joule nas linhas para tensão de 1 pu em seus terminais, configuração 2.....	54
Tabela 19 – Perdas Joule nas linhas para tensão ajustada de acordo com a potência transmitida, configuração 2	54
Tabela 20 – Expressões para custo de linhas de transmissão CC	69
Tabela 21 – Condutores econômicos definidos para as alternativas CC	70
Tabela 22 – Distâncias mínimas e alturas dos feixes utilizadas nas configurações CC	71
Tabela 23 – Gradientes máximos superficiais calculados e permitidos para as alternativas CC.....	73
Tabela 24 – Custos de linhas CC incluindo conversoras, valores em $10^6 \times$ R\$/ano ..	75
Tabela 25 – Custos de sistemas CA meia-onda e CC, valores em $10^6 \times$ R\$/ano	77
Tabela 26 – Custos de sistemas CA meia-onda e CC, análise de sensibilidade dos custos em relação à redução de 15% no custo da energia, valores em $10^6 \times$ R\$/ano.....	79
Tabela 27 – Análise de sensibilidade dos custos em relação à redução de 10% no custo da linha CA, valores em $10^6 \times$ R\$/ano	80
Tabela 28 – Análise de sensibilidade dos custos em relação à redução de 27% no custo da linha CA, valores em $10^6 \times$ R\$/ano	81
Tabela 29 – Análise de sensibilidade dos custos em relação à adoção de outra filosofia de operação (1 pu de tensão nos terminais), valores em $10^6 \times$ R\$/ano	83
Tabela 30 – Projetos de linha e suas correspondentes potências características, configurações 765 kV com maior potência característica possível.	84

Tabela 31 – Gradiente de início do corona visível e gradientes superficiais, configurações 765 kV com maior potência característica possível	84
Tabela 32 – Custos de sistemas CA meia-onda, incluindo configurações 765 kV com maior potência característica possível, valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$	86
Tabela 33 – Valores de tensão operativa das linhas de meia-onda para minimizar perdas Joule, um circuito	88
Tabela 34 – Valores de custo anual das linhas e das perdas Joule, em função de S_1 , CA meia-onda, um circuito	88
Tabela 35 – Condutores econômicos definidos, CA meia-onda, um circuito	89
Tabela 36 – Condutores econômicos definidos para as alternativas CC, um circuito	89
Tabela 37 – Projetos de linha que atingem as potências características desejadas, condutores para um circuito CA.	91
Tabela 38 – Gradiente de início do corona visível, condutores para um circuito CA.	92
Tabela 39 – Gradientes máximos superficiais calculados e permitidos para as alternativas CC, um bipolo.	92
Tabela 40 – Custo total anual das alternativas CA meia-onda, um circuito, valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$	94
Tabela 41 – Custo total anual das alternativas CC, um circuito, valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$	95
Tabela 42 – Cortes de transmissão para perda de linha ou polo, para diferentes valores de potência transmitida antes do defeito.	96
Tabela 43 – Comparação dos custos totais anuais das alternativas CA e CC, um circuito, valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$	97
Tabela 44 – Tensões operativas para CA meia-onda, potência máxima 9000 MW ..	98
Tabela 45 – Expressões de custo de linha e de perdas Joule para CA meia-onda, potência máxima 9000 MW	99
Tabela 46 – Condutores econômicos CA meia-onda, potência máxima 9000 MW ...	99
Tabela 47 – Condutores econômicos CC, potência máxima 9000 MW	100
Tabela 48 – Configurações CA meia-onda que resultam nas potências características desejadas, potência máxima 9000 MW	100
Tabela 49 – Gradientes de início do corona, configurações CA meia-onda, potência máxima 9000 MW	101
Tabela 50 – Gradientes máximos superficiais, configurações CC, potência máxima 9000 MW.....	101
Tabela 51 – Custo de subestações 500 / 1000 kV do sistema CA meia-onda, 2 circuitos com potência máxima total 9000 MW	103
Tabela 52 – Custo de subestações 500 / 1000 kV do sistema CA meia-onda, 3 circuitos com potência máxima total 9000 MW	104
Tabela 53 – Custo total anual das alternativas CA meia-onda, potência máxima 9000MW, valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$	105
Tabela 54 – Custo total anual das alternativas CC, potência máxima 9000MW, em $10^6 \text{ R\$/ano}$	106
Tabela 55 – Custo total anual das alternativas CA meia-onda e CC, potência máxima 9000MW, em $10^6 \text{ R\$/ano}$	107
Tabela 56 – Comparação de custos de sistemas CA e CC, 2000 km, e CA meia-onda 2500 km, valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$	110

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA = corrente alternada

CC = corrente contínua

MCM = Mil *circular mills* = 0,5067 mm²

torr = Torricelli

mbar = milésimo de bar

SUMÁRIO

1 PREÂMBULO	1
1.1 Introdução	1
1.2 Objetivo	1
1.3 Contribuições	2
1.4 Apresentação	3
2 METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DE ALTERNATIVAS A SER COMPARADAS	4
2.1 Diretrizes	4
2.2 Descrição da metodologia	5
3 ESTADO DA ARTE	11
3.1 Introdução	11
3.2 Revisão Bibliográfica	20
4 DEFINIÇÃO DE ALTERNATIVAS DE TRANSMISSÃO EM MEIA-ONDA	23
4.1 Cálculo do condutor econômico	23
4.2 Projeto da linha	32
4.2.1 Distâncias mínimas e flechas consideradas	33
4.2.2 Gradiente máximo na superfície dos condutores	40
4.3 Valoração das alternativas	43
4.3.1 Custo anual das linhas (incluindo manutenção)	43
4.3.2 Custo de perdas Joule	43
4.3.3 Perdas corona	44
4.3.4 Subestações e equipamentos	45
4.3.5 Custo anual da confiabilidade	48
4.3.6 Custos adicionais	48
4.3.6.1 Correção do fator de potência da carga	48
4.3.6.2 Sobretensão na linha devido à carga maior que potência característica	49
4.3.6.3 Compensação da defasagem natural	49
4.4 Custo total anual das alternativas CA meia-onda	53
4.5 Aspectos técnicos adicionais a serem considerados	54
4.5.1 Perdas Joule	54
4.5.2 Curtos-circuitos	55
4.5.2.1 Curto-circuito no início da linha	55
4.5.2.2 Sobretensão na linha submetida a curto-circuito	56
4.5.2.2.1 Configuração 1	57
4.5.2.2.2 Configuração 2	58
4.5.2.3 Sobretensão na linha paralela a linha submetida a curto-circuito	58
4.5.2.3.1 Configuração 1	59

4.5.2.3.2 Configuração 2	60
4.5.2.4 Correntes de curto-circuito monofásico no meio da linha	60
4.5.3 Desligamento de uma das linhas	63
4.5.3.1 Com tensão de 1 pu nos terminais	63
4.5.3.2 Com tensão ajustada de acordo com a potência transmitida	64
4.5.4 Sobretensão de manobra por energização de linhas	65
5 DEFINIÇÃO DE ALTERNATIVAS DE TRANSMISSÃO CC	68
5.1 Cálculo do condutor econômico	68
5.2 Projeto da linha	70
5.2.1 Distâncias mínimas consideradas	71
5.2.2 Gradiente máximo na superfície dos condutores	71
5.3 Valoração das alternativas	73
5.3.1 Custo anual das linhas (incluindo manutenção)	73
5.3.2 Custo de perdas Joule	74
5.3.3 Perdas corona	74
5.3.4 Conversoras	75
5.4 Custo total anual das alternativas CC	75
6 COMPARAÇÃO ECONÔMICA	76
7 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE E OUTRAS CONFIGURAÇÕES	78
7.1 Aumento no custo das conversoras	78
7.2 Redução no custo da energia	78
7.3 Redução no custo da linha CA meia-onda	79
7.4 Outra filosofia de operação em relação às perdas Joule	82
7.5 Utilização da maior potência característica possível para 765 kV	83
7.6 Utilização de apenas um circuito CA meia-onda e um bipolo CC	87
7.6.1 Confiabilidade	95
7.7 Aumento na potência máxima transmitida	98
7.8 Alongamento da linha	108
8 CONCLUSÕES	112
9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	114
APÊNDICE: DADOS DE CUSTO	117
1 Taxa de dólar utilizada	117
2 Custos de linha	117
2.1 Metodologia adotada	117
2.2 Projeto de linhas CA	119
2.3 Pesos das torres CA e CC	120
2.4 Funções de custos de linhas CA e CC	125
2.4.1 Penalização por sobretensão sustentada	125
3 Equipamentos	126
3.1 Compensador estático	126
3.2 Autotransformador	126
3.3 Defasador	127
3.4 Reatores série	127
3.5 Capacitores paralelo	127

4 Conexões de manobra.....	127
5 Módulo de infraestrutura	128
6 Conversoras	128
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS DO APÊNDICE	130

1 PREÂMBULO

1.1 INTRODUÇÃO

A interligação de grandes blocos de geração a centros de consumo de grande porte, por longas distâncias, é um assunto que desperta interesse do setor elétrico brasileiro há décadas. Visto que os grandes potenciais de geração no Brasil se localizam na região Amazônica, que os grandes centros consumidores estão no Sudeste e Nordeste e que há mais de uma alternativa tecnológica para transmissão de energia elétrica (corrente alternada com compensação série e paralela, corrente contínua, meia-onda), a escolha de uma ou outra opção envolve discussões de aspectos técnicos, econômicos, de domínio de tecnologia, dentre outros.

Em 2008, o leilão dos lotes de transmissão da energia a ser gerada pelas usinas do rio Madeira considerava a possibilidade de duas alternativas tecnológicas:

- i) corrente contínua (dois bipolos); e
- ii) híbrida corrente contínua (um bipolo); e corrente alternada (dois circuitos 500 kV com compensação série e paralela).

Foi vencedora a primeira alternativa, corrente contínua.

O fato da escolha tecnológica para uma necessidade de transmissão ter sido feita durante o leilão reforça a utilidade de propor metodologias e bases de comparação entre as alternativas tecnológicas, a ser aplicados em cenários específicos.

1.2 OBJETIVO

Este trabalho tem os seguintes objetivos:

- propor uma metodologia de comparação econômica entre alternativas de transmissão, incluindo aquelas que utilizam diferentes tecnologias;
- definir algumas alternativas de transmissão (em corrente alternada meia-onda e em corrente contínua) adequadas a uma necessidade de transmissão típica de sistema elétrico brasileiro (6000 MW, 2500 km, dois circuitos);
- apresentar particularidades do funcionamento da linha de meia-onda (em regime permanente e durante transitório) que influenciam a sua configuração, bem como indicam a necessidade de equipamentos específicos;
- realizar uma comparação econômica entre transmissão em CA meia-onda e transmissão em CC, aplicadas ao caso base (6000 MW, 2500 km, dois circuitos).

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Este trabalho apresenta as seguintes contribuições:

- Apresentação de uma metodologia de comparação econômica estruturada e consistente entre opções de transmissão utilizando as 'mesmas bases' e convertendo as diferenças entre as alternativas em valores de custo. Desta forma, a discussão sobre os custos do sistema de transmissão em meia-onda é feita em bases técnicas claras e estabelecidas, o que não foi feito até o momento, segundo adequada pesquisa bibliográfica.
- Observação de potenciais problemas no funcionamento de linhas de meia-onda: dificuldade da detecção de curto (item 4.5.2.4) e sobretensões em linha de meia-onda sã durante curto na linha de meia-onda em paralelo (item 4.5.2.3).
- Constatação de que há uma diferença considerável entre os custos do sistema de transmissão CA meia-onda e os custos do sistema de transmissão CC.

- Apresentação de análises de sensibilidade dos custos totais dos sistema CA meia-onda e CC em função da variação de premissas econômicas e técnicas de projeto.

1.4 APRESENTAÇÃO

O capítulo 2 apresenta a metodologia proposta para a comparação econômica por meio da definição das alternativas a serem avaliadas.

O capítulo 3 apresenta o estado da arte sobre linhas de transmissão em meia-onda, iniciando com uma introdução às principais características e mencionando, posteriormente, as publicações sobre o assunto.

O processo de definição das alternativas de transmissão em meia-onda e de corrente contínua a serem comparadas é apresentado nos capítulos 4 e 5, bem como as estimativas de custos dos componentes dos sistemas. O capítulo 6 apresenta o resultado da comparação.

Algumas análises de sensibilidade dos custos totais, em função da variação de algumas premissas adotadas nos estudos, são tratadas pelo capítulo 7.

Por fim, o capítulo 8 apresenta as conclusões dos estudos, e, no Apêndice, são detalhadas as bases de custos utilizadas neste trabalho.

2 METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DE ALTERNATIVAS A SER COMPARADAS

2.1 DIRETRIZES

As alternativas devem atender a critérios econômicos, elétricos e mecânicos, de forma que, ainda que as soluções encontradas não tenham o objetivo de ser implementadas como um sistema real de transmissão, sejam suficientemente razoáveis para uma comparação consistente.

Para as diversas alternativas, devem ser calculadas as perdas Joule e corona, de forma a se obter os custos decorrentes dessas perdas.

Os custos de equipamentos, módulos de conexão e de infraestrutura das subestações devem ser obtidos ou estimados a partir de dados de aquisições anteriores, realizadas preferencialmente por empresas do setor elétrico brasileiro. Na falta deles, os custos podem ser:

- iii) estimados a partir de equipamentos semelhantes; ou
- iv) fornecidos por alguns fabricantes, ainda que de maneira informal e aproximada.

Em caso de não atendimento ao critério N-1 de transmissão, os custos da energia não transmitida devem ser calculados, considerando-se a taxa de falha e o tempo médio de reparo típico para cada alternativa.

Alguns aspectos técnicos desfavoráveis à meia-onda ainda não foram solucionados até o presente momento, tais como detecção de curto-circuito nas proximidades do meio da linha e ocorrência de sobretensões em uma linha de meia-onda sem defeito durante curto-circuito na linha de meia-onda vizinha.

Esses problemas não foram quantificados na forma de custo e representam oportunidades de pesquisas futuras, cujos esforços se justificam caso a comparação econômica resulte em menor custo para o sistema de meia-onda.

2.2 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Nas figuras a seguir, é descrita a metodologia proposta e utilizada neste trabalho. Na figura 1, são descritas as etapas para o cálculo do custo total da alternativa de transmissão. São elas:

- i) cálculo do custo anual das linhas (por meio de uma função a ser descrita no apêndice deste trabalho);
- ii) cálculo do custo anual de perdas Joule;
- iii) cálculo do custo anual das perdas corona (após verificar que a configuração adotada apresenta gradientes elétricos superficiais aceitáveis);
- iv) custo das subestações, conversoras e demais equipamentos específicos de cada alternativa;
- v) cálculo do custo anual da confiabilidade (apenas para os casos em que o critério N-1 não é atendido); e
- vi) custos adicionais não incluídos nas parcelas anteriores.

Figura 1 – Parcelas do custo total da alternativa de transmissão avaliada

Nas figuras seguintes, cada etapa é descrita com maiores detalhes. Na figura 2 são apresentadas as premissas adotadas em cada alternativa (textos em azul), e os estudos intermediários a ser realizados com base nessas informações (caixas com fundo branco), até que os custos das linhas e perdas Joule sejam calculados.

Para que a comparação entre as alternativas seja consistente, é importante escolher uma base de comparação coerente para todas as alternativas. Assim, foram utilizados, para todas elas, os mesmos valores de taxa de juros, vida útil do sistema de transmissão, número de circuitos, curva de carga e preço da energia.

A escolha das silhuetas de torres, a coordenação de isolamento e estudos de gradientes elétricos foram realizados utilizando-se dos mesmos critérios, premissas e hipóteses de carregamento. Já o número de condutores por fase ou polo, bem como a potência característica desejada, foram variados, levando a um número maior de alternativas CA e CC, que competiram entre si, até que, após o cálculo do custo total de transmissão, fosse feita a comparação da melhor alternativa CA com a melhor alternativa CC.

Figura 2 – Cálculo do custo anual das linhas e perdas Joule, após definição do condutor econômico.

Na figura 3, é descrito o processo de verificação do gradiente superficial (se está abaixo do limite, para evitar formação de corona visível) e o cálculo do custo das perdas corona.

Figura 3 – Verificação do gradiente superficial e cálculo do custo anual das perdas corona.

Na figura 4, são apresentados os dados a ser obtidos para cálculo do custo de equipamentos necessários a cada alternativa. Para as subestações e equipamentos CA, foram consultadas bases de dados disponibilizadas pela ANEEL [1] e Eletrobras [2], e, em alguns casos, fabricantes tradicionais de equipamentos semelhantes. Para os custos de conversoras, foi utilizado levantamento apresentado em uma publicação do CIGRE [3].

Figura 4 – Cálculo do custo anual de conversoras, subestações, equipamentos e perdas Joule associadas.

Caso a alternativa avaliada não atenda ao critério N-1, são calculados os custos decorrentes da redução da confiabilidade, levando-se em conta o custo da energia não transmitida, conforme figura 5, que também contempla custos adicionais, específicos de cada alternativa, que podem ser inclusos no custo total, caso se escolha mitigar algum comportamento indesejável da alternativa avaliada.

Nos casos analisados neste trabalho, foram considerados, para a transmissão em meia-onda, os seguintes custos adicionais:

- i) correção do fator de potência da carga;
- ii) sobretensão devido a carga maior que potência característica; e
- iii) compensação da defasagem angular natural, conforme seção 4.3.6.

Figura 5 – Cálculos de custos de confiabilidades e custos adicionais.

3 ESTADO DA ARTE

3.1 INTRODUÇÃO

‘Meia-onda’ é uma linha de transmissão em corrente alternada cujo comprimento é igual à metade do seu comprimento de onda.

As tensões e correntes em uma linha de transmissão têm uma velocidade de propagação próxima à velocidade da luz, 300.000 km/s, o que resulta em um comprimento de onda de aproximadamente 5000 km para a frequência de 60 Hz. Portanto, uma linha de meia-onda tem um comprimento de aproximadamente 2500 km.

Um parâmetro fundamental para a previsão do comportamento de linhas de meia-onda em regime é a potência característica (P_c), dada pela expressão a seguir, que equivale à potência fornecida pela linha a uma carga igual à impedância característica da linha (Z_c):

$$P_c = \frac{|V_r|^2}{Z_c^*} \quad (1)$$

onde

V_r é a tensão no terminal receptor da linha; e

Z_c é dada por:

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} = \sqrt{\frac{r + jx}{jb}} = \sqrt{\frac{r + j\omega L}{j\omega C}} \approx \sqrt{\frac{j\omega L}{j\omega C}} = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2)$$

onde

z é a impedância série da linha por quilômetro (Ω/km);

r é a resistência série por quilômetro (Ω/km);

x é a reatância indutiva série por quilômetro (Ω/km). Em linhas de transmissão, considera-se que x é muito maior que r ;

b é a susceptância capacitiva paralela por quilômetro (Ω^{-1}/km);

L é a indutância por quilômetro (H/km);

C é a capacitância por quilômetro (F/km); e

Ω é a frequência angular = $2\pi 60$ rad/s para sistemas de 60 Hz.

Devido ao fato da resistência ser muito menor que a reatância em linhas de transmissão, a impedância característica é um número complexo com ângulo de fase muito pequeno, podendo ser considerada um número real para os propósitos deste trabalho.

Da mesma forma, a potência característica é expressa em *watts*, não sendo necessário considerar sua parcela reativa.

Para melhor entendimento do perfil de tensões e correntes ao longo do comprimento de uma linha de meia-onda, seguem as expressões de tensões e correntes em um determinado ponto distante x quilômetros do terminal receptor (carga) de uma linha longa (ou seja, acima de 240 km) [4]:

$$V(x) = \underbrace{\frac{V_r + I_r Z_c}{2} e^{\alpha x} e^{j\beta x}}_{\text{onda incidente}} + \underbrace{\frac{V_r - I_r Z_c}{2} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x}}_{\text{onda refletida}} \quad (3)$$

$$I(x) = \frac{I_r + V_r/Z_c}{2} e^{\alpha x} e^{j\beta x} + \frac{I_r - V_r/Z_c}{2} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x} \quad (4)$$

onde

V_r e I_r = fasores de tensão e corrente no terminal receptor da linha;

α = constante de atenuação da linha, em nepers por quilômetro;

β = constante de fase da linha, em radianos por quilômetro; e

α e β = parte real e imaginária, respectivamente, de $\gamma = (yz)^{1/2}$.

Se a carga da linha for igual à potência característica, ou seja, se a carga tiver impedância igual à impedância característica, as ondas refletidas de tensão e corrente serão nulas. O termo $e^{\alpha x}$, responsável pela atenuação, é muito próximo de um, e, por isso, as tensões e correntes apresentam um perfil praticamente plano ao longo da linha.

Nas expressões (3) e (4), as primeiras parcelas (ondas incidentes) têm o ângulo adiantado, à medida que x aumenta (ou seja, ao se afastar do terminal receptor), devido ao termo $e^{j\beta x}$. As segundas parcelas (ondas refletidas) têm o ângulo atrasado devido ao termo $e^{-j\beta x}$.

O comprimento de onda das ondas viajantes (incidentes e refletidas) é dado por [4]:

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta} \quad (5)$$

Assim, o meio comprimento de onda é igual a:

$$\frac{\lambda}{2} = \frac{\pi}{\beta} \quad (6)$$

Se x , em (3) e (4), é igual a $\lambda/2$, então $\beta x = (2\pi/\lambda) \cdot (\lambda/2) = \pi$, ou seja, a uma distância igual a meio comprimento de onda, a onda incidente é adiantada de 180° , e a onda refletida é atrasada de 180° .

Para compreender a onda resultante da soma da onda incidente e da refletida, é feita a seguir a representação gráfica de fasores.

Se a carga da linha for menor que a potência característica, pode-se demonstrar que $V_r > I_r Z_c$ e $I_r < V_r / Z_c$. Assim, os fasores podem ser representados conforme a figura 6 (considera-se um fator de potência da carga igual a um):

Figura 6 – Fasores representando V_r e $I_r Z_c$ para carga da linha menor que a potência característica.

Os fasores representando as ondas incidentes e refletidas estão na figura 7. O ângulo βx varia de acordo com o trecho da linha no qual se deseja conhecer a tensão.

Figura 7 – Fasores das tensões incidente e refletida, carga menor que potência característica.

Na figura 8, são representados os fasores em determinados trechos: no terminal receptor ($\beta x=0$), no meio da linha ($\beta x=90^\circ$) e no terminal emissor da linha de meia-onda ($\beta x=180^\circ$).

Figura 8 – Fasores das tensões incidente e refletida, carga menor que potência característica, para $\beta x = 0^\circ$, 90° e 180° .

Observa-se que, para a situação considerada (carga menor que a potência característica), a tensão no meio da linha ($\beta x=90^\circ$) é menor que a tensão nos terminais ($\beta x=0^\circ$ e $\beta x=180^\circ$).

Uma representação fasorial semelhante é feita para carga maior que a potência característica, nas figuras 9 a 11.

Figura 9 – Fasores representando V_r e $I_r Z_c$ para carga da linha maior que a potência característica.

Figura 10 – Fasores das tensões incidente e refletida, carga maior que potência característica.

Figura 11 – Fasores das tensões incidente e refletida, carga maior que potência característica, para $\beta x = 0^\circ$, 90° e 180° .

Observa-se que, nessa segunda situação, a tensão no meio da linha é maior que nos terminais.

Seria possível realizar a mesma representação para os fasores de corrente, mas esta será omitida aqui por razões de concisão.

O comportamento em regime das tensões e correntes, descrito pelos fasores anteriormente mencionados, está representado pelas curvas a seguir:

Figura 12 – Perfil de tensões ao longo da linha para diversas razões entre carga (L) e potência característica (P_c).

Figura 13 – Perfil de correntes ao longo da linha para diversas razões entre carga (L) e potência característica (P_c).

Os perfis de tensão e corrente são diferentes quando o fator de potência não é unitário, conforme figuras a seguir. Esse aspecto deve ser considerado no projeto da linha de meia-onda.

Figura 14 – Perfil de tensões ao longo da linha para carga igual à potência característica, com diferentes fatores de potência (fp) indutivos e capacitivos.

Figura 15 – Perfil de correntes ao longo da linha para carga igual à potência característica, com diferentes fatores de potência indutivos e capacitivos.

Segundo [5], uma linha de meia-onda sem perdas ativas não consome ou absorve energia reativa, independentemente da carga. Se a carga é baixa, a energia reativa capacitiva produzida nos terminais é consumida no meio da linha; o inverso ocorre para cargas altas. Não há o efeito Ferranti (elevação da tensão no terminal receptor para cargas baixas) nem o risco de autoexcitação de geradores síncronos.

Conforme mencionado no início desta seção, o valor do comprimento de onda da linha de transmissão é aproximadamente 5000 km a 60 Hz, com pequenas variações, dependendo da geometria e do condutor utilizado. Na verdade, uma linha de 2500 km, como as consideradas neste estudo, tem o comprimento um pouco maior que a metade do seu comprimento de onda.

Do ponto de vista da estabilidade, o comportamento de uma linha um pouco maior que a meia-onda é semelhante a uma linha curta de comprimento igual à diferença entre o seu comprimento real e o meio comprimento de onda.

Toda a bibliografia consultada recomenda que a linha de meia-onda seja um pouco mais longa que seu meio comprimento de onda, para garantir que, em caso de

redução momentânea da frequência, o meio comprimento de onda se torne maior que o comprimento real da linha, o que fará com que ela perca as características de meia-onda [6].

3.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O primeiro artigo sobre transmissão de energia elétrica em meia-onda, segundo [6], foi publicado na antiga União Soviética, em 1940, e o seu título, traduzido para o inglês, é *On normal working conditions of compensated lines with half-wave characteristics*.

Em 1965, outro artigo [7] mencionava que o conceito de meia-onda já era utilizado pelos engenheiros de telecomunicações, e que alguns aspectos deveriam ser investigados para a aplicação em transmissão de energia elétrica, como eficiência e estabilidade. Os autores propunham que linhas de transmissão longas, mas ainda menores que meio comprimento de onda, fossem alongadas eletricamente de forma a se comportar como linhas de meia-onda. Isso seria possível com a utilização de circuitos em ' π ' ou 'T', com reatores em série e capacitores em paralelo.¹

Em 1969, [6] voltou a tratar do assunto, com enfoque em linhas de meia-onda *naturais*, ou seja, cujo comprimento físico é igual ou um pouco maior que meio comprimento de onda, sem necessidade de alongamento elétrico. Nesse trabalho, é mencionado o impacto do fator de potência da carga nos perfis de tensão e corrente; além disso, é apontada a necessidade de reforço no isolamento da porção central da linha caso se admita transmissão de potência maior que a característica. Os autores recomendam que linhas de meia-onda sejam energizadas pelo terminal transmissor, e sincronizadas com o resto do sistema pelo terminal receptor.

Ainda em [6], com o objetivo de evitar desligamento da linha inteira em decorrência de faltas em qualquer de seus trechos, foram realizados estudos de estabilidade

¹ Na seção 7.8 desta tese, é feita uma estimativa dos custos dessa solução aplicada a uma distância de 2000 km, com base nos dados do mercado brasileiro.

transitória com duas linhas de meia-onda seccionadas em até quatro pontos. Foi verificado que o sistema se torna instável frente a curtos fase-fase e fase-terra.

No artigo [5], o efeito corona foi modelado, de forma a verificar seu impacto no comportamento da linha de meia-onda. Simulações indicaram que as perdas corona levam a redução das sobretensões durante curtos-circuitos, o que é um efeito positivo, mas também estabeleceram um limite de aproximadamente 1,4 vezes a potência característica para a máxima potência transmitida na linha.

No artigo [8], sobre este mesmo tema, era estudada a possibilidade de religamento monopolar para linhas de meia-onda, para melhorar a sua disponibilidade, especialmente para a situação de só haver uma linha. Os autores propuseram a utilização, no início da linha, de um conversor baseado em tiristores que simulassem uma impedância variável de acordo com a localização da falta. Além disso, o texto investigava a aplicabilidade de para-raios de óxido metálico na limitação de sobretensões temporárias (por exemplo, em decorrência de curtos internos ou externos à linha), ainda que o efeito corona também limitasse as sobretensões [5].

No artigo [9], foi proposta a realização de um ensaio real de energização de linhas de meia-onda. Os autores selecionaram algumas linhas cujos comprimentos somados, perfazem pouco mais que meio comprimento de onda. Toda a compensação série instalada nessas linhas seria curto-circuitada, e toda a compensação paralelo seria desconectada. Além disso, os disjuntores dos trechos intermediários seriam bloqueados na posição 'fechado'. A energização seria feita por meio de um único disjuntor. Esse ensaio é objeto de chamada de projeto de pesquisa e desenvolvimento estratégico publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [10].

Em 2008, a ANEEL publicou a chamada de propostas para o projeto de pesquisa e desenvolvimento estratégico denominado *Alternativas não convencionais para transmissão de energia elétrica em longas distâncias* [11], cujo objetivo é identificar, analisar e consolidar informações relativas às diversas tecnologias existentes, de forma a fornecer subsídios aos estudos de soluções de transmissão para integração das usinas da região amazônica ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse projeto

foi iniciado em 2010, tem previsão de conclusão no primeiro semestre de 2012, e os seus resultados serão reunidos em três livros, o primeiro dos quais já foi publicado [12] à época da conclusão deste documento, e o segundo [13] se encontra em fase de elaboração.

Em [14] e [15], é observado que, para situações de carga leve, as perdas ativas são proporcionalmente maiores, e é proposta a utilização de tapes com comutadores sob carga nos transformadores localizados nos terminais emissor e receptor da linha de meia-onda para diminuir as perdas.

O artigo [16] descreve um procedimento para definição de um sistema de transmissão em meia-onda, levando-se em conta, dentre outros, o critério N-1 de planejamento, a escolha do condutor e estratégia de ajuste de tensão para minimizar perdas Joule. Também é apontada a necessidade de se selecionar ou desenvolver um mecanismo de detecção de faltas em linhas de meia-onda, visto que a proteção por sobrecorrente não é adequada a este tipo de linha.

Em [17], é proposta uma metodologia para comparação entre diferentes tecnologias de transmissão. Sugere-se que sejam definidas bases comuns, tais como parâmetros econômicos, curvas de carga e distância a ser percorrida. A partir daí, análises econômicas devem ser feitas para definir os feixes de condutores a ser utilizados. Em seguida, estudos elétricos devem ser realizados para definir as geometrias das torres de transmissão, a partir das quais se podem calcular os gradientes de tensão, perdas Joule e perdas corona. Para melhor qualidade na comparação, cálculos mecânicos devem determinar o peso da torre de forma a se poder estimar os custos das linhas.

O artigo [18], escrito no âmbito do projeto de pesquisa proposto pela ANEEL [11], apresenta resultados iniciais de uma comparação econômica entre sistemas de transmissão meia-onda e de corrente contínua, na qual as diversas parcelas do custo total são apresentadas separadamente.

4 DEFINIÇÃO DE ALTERNATIVAS DE TRANSMISSÃO EM MEIA-ONDA

Para comparar a transmissão em meia-onda com a transmissão em corrente contínua, foram estabelecidos alguns casos de estudo.

O caso básico, apresentado neste capítulo e nos dois seguintes, consiste em:

- transmissão de 6000 MW (valor na carga);
- dois circuitos meia-onda ou dois bipolos CC;
- distância de 2500 km (pouco mais de meia-onda a 60 Hz);
- tensões nominais CA: 765 kV e 1000 kV; CC: ± 500 kV, ± 600 kV, ± 700 kV e ± 800 kV;
- feixes de condutores CAA (alumínio com alma de aço) adequados, em feixes de 4, 6, 8 e 10 condutores; e
- potências características de 3000, 4500 e 6000 MW para as linhas de meia-onda.

De forma complementar, foram realizadas análises de sensibilidade adequadas (transmissão de 9000 MW por dois circuitos; 6000 MW por um circuito; distância de 2000 km, entre outras). Estas análises são descritas no capítulo 7.

O estudo de cada opção começa com a determinação do condutor econômico (seção de alumínio).

4.1 CÁLCULO DO CONDUTOR ECONÔMICO

O custo da linha aumenta com a utilização de um condutor de maior seção de alumínio, considerando todas as outras características constantes (tensão, geometria e número de subcondutores por fase). Por outro lado, as perdas

diminuem com o aumento da seção. O condutor econômico é aquele que apresenta a menor soma dos custos da linha e das perdas durante um intervalo de tempo definido em, por exemplo, 30 anos de vida útil da linha.

O custo anual por quilômetro de uma linha pode ser expresso em função de S_1 (seção de alumínio de um subcondutor do feixe em MCM) na forma $A + B S_1$, sendo A e B constantes que dependem da tensão máxima da linha, tipo de torre e número de subcondutores por fase, como será melhor explicado ao longo desta seção.

O custo anual por quilômetro das perdas Joule da linha pode ser expresso em função de S_1 na forma C/S_1 , como também será apresentado a seguir.

O custo anual por quilômetro das perdas corona não é função direta da seção S_1 , pois depende do gradiente elétrico superficial. Além disso, os custos das perdas corona, conforme poderá ser verificado nos resultados, são bem pequenos em relação aos custos da linha e das perdas Joule. Para evitar cálculos iterativos - que não trariam variações significativas no resultados - as perdas corona não serão consideradas na definição do condutor econômico.

Outra razão para essa simplificação é que, após a seção teórica do condutor ser obtida, será escolhido o condutor CAA comercial de seção mais próxima, e a pequena variação na seção devida às perdas corona não alteraria o condutor comercial escolhido.

A seção S_1 que minimiza a soma dos custos da linha e das perdas Joule é, portanto igual a $\sqrt{C/B}$.

Para linhas CA, buscou-se definir configurações que proporcionem potências características de 6000 MW, 4500 MW e 3000 MW, para tensões nominais de 765 kV e 1000 kV. Para a tensão de 765 kV, foram utilizados feixes (*bundle*) com $N = 4$, 6 e 8 subcondutores, e, para 1000 kV, $N=8$ e 10 subcondutores.

Consideraram-se as seguintes expressões para os custos das linhas, em reais por quilômetro (ver Apêndice):

$$C_{LT} = -221076 + 1068,3 \cdot V + N \cdot S_1 \cdot (2,1374 \cdot N + 64,5) \quad (7)$$

$$C_{LT} = 136159 + 437,86 \cdot V + N \cdot S_1 \cdot (2,4193 \cdot N + 59,714) \quad (8)$$

para torre do tipo Chainette (7) e do tipo Cross-rope (8), respectivamente, onde

V = tensão máxima da linha, em kV:

= 800 kV, para tensão nominal de 765 kV;

= 1100 kV, para tensão nominal de 1000 kV²;

N = número de subcondutores no feixe por fase; e

S_1 = seção transversal de cada subcondutor, em MCM.³

Assim, para as seguintes combinações de V e N , os custos da linha são dados pelas expressões da tabela a seguir.

Tabela 1 – Expressões para custo de linhas de transmissão em CA

Tipo de torre	Tensão nominal (kV)	Tensão máxima (kV)	Número de subcondutores, N	Expressão do custo da linha, $A_1 + B_1 \cdot S_1$ (R\$/km)
Chainette	765	800	4	$633564,00 + 292,198 S_1$
Chainette	765	800	6	$633564,00 + 463,946 S_1$
Chainette	765	800	8	$633564,00 + 652,794 S_1$
Chainette	1000	1100	8	$954054,00 + 652,794 S_1$
Chainette	1000	1100	10	$954054,00 + 858,740 S_1$
Cross-rope	765	800	4	$486447,00 + 277,565 S_1$
Cross-rope	765	800	6	$486447,00 + 445,379 S_1$
Cross-rope	765	800	8	$486447,00 + 632,547 S_1$
Cross-rope	1000	1100	8	$617805,00 + 632,547 S_1$
Cross-rope	1000	1100	10	$617805,00 + 839,070 S_1$

² A tensão máxima de 800 kV foi adotada devido a ser um valor usualmente adotado para projeto de linhas. Para a determinação das expressões (7) e (8), as linhas cuja tensão nominal era 500 kV tinham tensão máxima de 550 kV, e por isso foi adotado o valor máximo de 1100 kV para linhas de 1000 kV.

³ 1 MCM = 0,5067 mm².

O custo anual da linha, em reais por quilômetro, é dado por:

$$\begin{aligned} \text{Canual}_{LT} &= 1,1 \cdot \left(0,02 + \frac{j}{1 - (1+j)^{-n}} \right) \cdot (A_1 + B_1 \cdot S_1) \\ &= 1,1 \cdot (0,02 + k) (A_1 + B_1 \cdot S_1) = A + B \cdot S_1 \end{aligned} \quad (9)$$

onde:

1,1: representa os juros durante a construção (duração da construção: dois anos);

0,02: representa o custo anual de 2% para manutenção e operação;

n = vida útil da linha = 30 anos;

j = taxa de juros = 10% ao ano;

$\frac{j}{1 - (1+j)^{-n}}$ = fator de amortização da linha = 0,1061; e

$(A_1 + B_1 \cdot S_1)$ é a expressão de custo da linha, obtida na tabela anterior.

Assim, as seguintes combinações de V e N resultam nas seguintes expressões para o custo anual da linha:

Tabela 2 – Expressões para custo anual de linhas CA

Tipo de torre	Tensão nominal (kV)	Tensão máxima (kV)	Número de subcondutores, N	Expressão do custo anual da linha, $A+B \cdot S_1$ (R\$/km)
Chainette	765	800	4	$87867,20 + 40,524 S_1$
Chainette	765	800	6	$87867,20 + 64,343 S_1$
Chainette	765	800	8	$87867,20 + 90,534 S_1$
Chainette	1000	1100	8	$132315,05 + 90,534 S_1$
Chainette	1000	1100	10	$132315,05 + 119,096 S_1$
Cross-rope	765	800	4	$67463,96 + 38,495 S_1$
Cross-rope	765	800	6	$67463,96 + 61,768 S_1$
Cross-rope	765	800	8	$67463,96 + 87,726 S_1$
Cross-rope	1000	1100	8	$85681,63 + 87,726 S_1$
Cross-rope	1000	1100	10	$85681,63 + 116,368 S_1$

O custo das perdas Joule (C_J) é dado pela expressão:

$$C_J = \frac{\rho}{N \cdot S_1} \left(\frac{P}{V} \right)^2 (C_P + C_E \cdot I_f \cdot 8760) = \frac{C}{S_1} \quad (10)$$

onde:

ρ = resistividade do alumínio = 58 ohm/m·MCM;

N = número de subcondutores por fase;

S_1 = seção transversal do subcondutor, em MCM;

P = potência máxima transmitida em MW;

V = tensão operativa durante período de potência máxima, valor entre fases, em kV;

C_P = custo da demanda, aqui considerada = 0 R\$ / MWh;

C_E = custo da energia, aqui considerada = R\$ 138 / MWh;

I_f = fator de perdas.

Foram considerados os seguintes dados de durações de potências entregues no final da linha (terminal receptor). Para atender ao critério N-1, haverá duas linhas em operação.

Tabela 3 – Durações de potência para cálculo do condutor econômico

Potência transmitida por duas linhas (MW)	Potência transmitida por uma linha (MW)	Duração (d_i)
6000	3000	8,33 %
4500	2250	41,67 %
3600	1800	50,00 %

O fator de perdas considerado nesse estudo é $I_f = 0,7$.

Para que as perdas Joule sejam minimizadas nas linhas de meia-onda, considera-se que a tensão operativa será ajustada apropriadamente [15] para que a potência característica ajustada fique igual ao valor da carga, de acordo com a tabela 4 a seguir.

Tabela 4 – Valores de tensão operativa para minimizar perdas Joule

Potência característica nominal da linha (MW)	Potência transmitida por uma das linhas (MW)	Tensão operativa (pu da tensão nominal, 1000 kV ou 765 kV)
6000	3000	0,71
	2250	0,61
	1800	0,60*
4500	3000	0,82
	2250	0,71
	1800	0,63
3000	3000	1,00
	2250	0,87
	1800	0,77

* Considerado limite mínimo do tap.

As expressões a ser utilizadas para a determinação do condutor econômico para cada uma das possibilidades de tipo de torre, tensão nominal, número de condutores e potência característica desejada estão resumidas na tabela 5.

Tabela 5 – Valores de custo anual das linhas e das perdas Joule, em função de S_1 – alternativas CA meia-onda

Tipo de torre	Tensão nominal (kV)	Potência característica (MW)	Número de subcondutores, N	Custo anual da linha incluindo manutenção, $A+B \cdot S_1$ (R\$/km)	Custo anual das perdas Joule, C / S_1 (R\$/km)
Chainette	765	6000	4	$87867,20 + 40,524 S_1$	$374327882 / S_1$
			6	$87867,20 + 64,343 S_1$	$249551921 / S_1$
			8	$87867,20 + 90,534 S_1$	$187163941 / S_1$
Chainette	765	4500	4	$87867,20 + 40,524 S_1$	$280634570 / S_1$
			6	$87867,20 + 64,343 S_1$	$187089714 / S_1$
			8	$87867,20 + 90,534 S_1$	$140317285 / S_1$
Chainette	765	3000	4	$87867,20 + 40,524 S_1$	$188698685 / S_1$
			6	$87867,20 + 64,343 S_1$	$125799123 / S_1$
			8	$87867,20 + 90,534 S_1$	$94349343 / S_1$
Chainette	1000	6000	8	$132315,05 + 90,534 S_1$	$109533017 / S_1$
			10	$132315,05 + 119,096 S_1$	$87626414 / S_1$
Chainette	1000	4500	8	$132315,05 + 90,534 S_1$	$82117183 / S_1$
			10	$132315,05 + 119,096 S_1$	$65693747 / S_1$
Chainette	1000	3000	8	$132315,05 + 90,534 S_1$	$55215594 / S_1$
			10	$132315,05 + 119,096 S_1$	$44172475 / S_1$
Cross-rope	765	6000	4	$67463,96 + 38,495 S_1$	$374327882 / S_1$
			6	$67463,96 + 61,768 S_1$	$249551921 / S_1$
			8	$67463,96 + 87,726 S_1$	$187163941 / S_1$
Cross-rope	765	4500	4	$67463,96 + 38,495 S_1$	$280634570 / S_1$
			6	$67463,96 + 61,768 S_1$	$187089714 / S_1$
			8	$67463,96 + 87,726 S_1$	$140317285 / S_1$
Cross-rope	765	3000	4	$67463,96 + 38,495 S_1$	$188698685 / S_1$
			6	$67463,96 + 61,768 S_1$	$125799123 / S_1$
			8	$67463,96 + 87,726 S_1$	$94349343 / S_1$
Cross-rope	1000	6000	8	$85681,63 + 87,726 S_1$	$109533017 / S_1$
			10	$85681,63 + 116,368 S_1$	$87626414 / S_1$
Cross-rope	1000	4500	8	$85681,63 + 87,726 S_1$	$82117183 / S_1$
			10	$85681,63 + 116,368 S_1$	$65693747 / S_1$
Cross-rope	1000	3000	8	$85681,63 + 87,726 S_1$	$55215594 / S_1$
			10	$85681,63 + 116,368 S_1$	$44172475 / S_1$

Se forem desconsideradas as perdas corona, o custo somado das linhas e perdas é dado por:

$$C_{LT+J} = A + B \cdot S_1 + \frac{C}{S_1} \quad (11)$$

A função da expressão (11) tem seu mínimo em

$$S_1 = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad (12)$$

Utilizando-se as expressões descritas na tabela 5 para cada um dos casos, foram definidos os condutores econômicos para cada uma dessas situações, conforme tabela a seguir. Para facilitar a referência, foi criado um código para cada um dos casos, na primeira coluna da tabela.

Tabela 6 – Condutores econômicos definidos para as alternativas CA

Caso	Tipo de torre	Tensão nominal (kV)	Potência característica (MW)	Número de subcondutores, N	Condutor econômico, S ₁ (MCM)
1A	Chainette	765	6000	4	2515 MCM*
2A				6	2034 MCM
3A				8	1431 MCM
4A	Chainette	765	4500	4	2515 MCM*
5A				6	1780 MCM
6A				8	1272 MCM
7A	Chainette	765	3000	4	2156 MCM
8A				6	1431 MCM
9A				8	1033,5 MCM
10A	Chainette	1000	6000	8	1113 MCM
11A				10	874,5 MCM
12A	Chainette	1000	4500	8	954 MCM
13A				10	715,5 MCM
14A	Chainette	1000	3000	8	795 MCM
15A				10	636 MCM**
1B	Cross-rope	765	6000	4	2515 MCM*
2B				6	2034 MCM
3B				8	1431 MCM
4B	Cross-rope	765	4500	4	2515 MCM*
5B				6	1780 MCM
6B				8	1272 MCM
7B	Cross-rope	765	3000	4	2156 MCM
8B				6	1431 MCM
9B				8	1033,5 MCM
10B	Cross-rope	1000	6000	8	1113 MCM
11B				10	874,5 MCM
12B	Cross-rope	1000	4500	8	954 MCM
13B				10	715,5 MCM
14B	Cross-rope	1000	3000	8	795 MCM
15B				10	636 MCM

* Bitola máxima comercial para cabos CAA

** Mínima bitola considerada

4.2 PROJETO DA LINHA

Foram utilizadas as silhuetas descritas nas figuras a seguir.

Figura 16 – Silhueta compacta (A), torre Chainette

Figura 17 – Silhueta não-compacta (B), torre Cross-rope

4.2.1 Distâncias mínimas e flechas consideradas

As distâncias mínimas e flechas foram adotadas de acordo com estudos descritos no Apêndice, e estão apresentadas na tabela a seguir.

Tabela 7 – Distâncias mínimas e flechas utilizadas nas silhuetas A e B

	df (m)	hmin (m)	flecha (m)	ph (m)	pv (m)
Silhueta A, 765 kV	9,1	15,5	23,5	10	10
Silhueta A, 1000 kV	15,3	23	23,5	10	10
Silhueta B, 765 kV	9,1	15,5	23,5	12	12
Silhueta B, 1000 kV	15,3	23	23,5	15	15

Assim, foram calculadas as coordenadas dos condutores de fase e para-raios para diâmetro do feixe (db) iguais a 1, 2 e 3 metros.

Com a utilização do programa *Alternative Transients Program* (ATP), mais especificamente o módulo *Line Cable Constants* (LCC), foram calculadas as potências características para cada uma das configurações e traçadas curvas em função do diâmetro do feixe, conforme figuras 18 a 23 a seguir.

Conforme observado na figura 18, não é possível atingir a potência característica de 6000 MW em 765 kV com nenhuma das configurações.

Objetivo: $P_c=6000$ MW, 765 kV

Figura 18 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 765 kV. Objetivo: Potência Característica = 6000 MW.

De acordo com a figura 19 a seguir, também não é possível atingir a potência característica de 4500 MW em 765 kV com nenhuma das configurações.

Objetivo: $P_c=4500$ MW, 765 kV

Figura 19 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 765 kV. Objetivo: Potência Característica = 4500 MW

Conforme figura 20, a potência característica de 3000 MW em 765 kV é atingida com a configuração 7A (compacta), com um feixe de diâmetro 1,34 m, e com a configuração 7B (não-compacta), com um feixe de diâmetro 1,82 m. Para verificar as diferenças em relação ao gradiente de tensão e perdas corona, também serão selecionadas a configuração 8A (compacta), com um feixe de diâmetro 1,0 m, e a 8B, com feixe de diâmetro 1,30 m.

Objetivo: $P_c=3000$ MW, 765 kV

Figura 20 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 765 kV. Objetivo: Potência Característica = 3000 MW

Na figura 21, observa-se que a potência característica de 6000 MW em 1000 kV é atingida com a configuração 10A (compacta) com um feixe de diâmetro 3,0 m. Para fins de comparação, será selecionada também a configuração 11B, com um feixe de diâmetro 3,46 m, alternativa cujos custos serão avaliados apesar do diâmetro excessivo do feixe.

Figura 21 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 1000 kV. Objetivo: Potência Característica = 6000 MW

De acordo com a figura 22, a potência característica de 4500 MW em 1000 kV é atingida com a configuração 12A (compacta), com um feixe de diâmetro 0,95 m, e com a configuração 12B (não-compacta), com um feixe de diâmetro 1,18 m.

Figura 22 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 1000 kV. Objetivo: Potência Característica = 4500 MW

Por fim, na figura 23, verifica-se que não é possível atingir a potência característica de 3000 MW em 1000 kV com nenhuma configuração, por dificuldades mecânicas de implementar um feixe de diâmetro excessivamente reduzido.

Figura 23 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 1000 kV. Objetivo: Potência Característica = 3000 MW

Buscando aproximar-se da potência característica desejada de 3000 MW, utilizou-se a silhueta B (torre Cross-rope) com um aumento na distância entre fases (de 15,3 para 18 metros). Foi obtido um valor de potência característica próximo a 4180 MW para o condutor 795 MCM (Tern). Com esse valor de potência característica, o condutor econômico foi recalculado, passando a ser 954 MCM (Rail), com uma potência característica de 4187 MW.

Para que esse valor fosse mais próximo de 3000 MW, seria necessário aumentar muito a distância entre fases — o que exigiria uma faixa de passagem significativamente mais larga —, ou reduzir ainda mais o diâmetro do feixe. Os

custos dessa alternativa, chamada de 16B, serão avaliados, apesar de esta exigir uma faixa de passagem maior que as outras opções.

As configurações selecionadas nas figuras anteriores encontram-se resumidas na tabela 8:

Tabela 8 – Projetos de linha que atingem as potências características desejadas

Casos	Tensão nominal (kV)	Potência característica nominal (MW)	Número de Subcondutores, N	Condutor (MCM)	Diâmetro do feixe (m)	Silhueta da torre
7A	765	3000	4	2156	1,34	Compacta
7B		3000	4	2156	1,82	Não-compacta
8A		3000	6	1431	1,00	Compacta
8B		3000	6	1431	1,30	Não-compacta
10A	1000	6000	8	1113	3,00	Compacta
11B		6000	10	874,5	3,46	Não-compacta
12A		4500	8	954	0,95	Compacta
12B		4500	8	954	1,18	Não-compacta
16B		4187	8	954	1,00	Não-compacta

4.2.2 Gradiente máximo na superfície dos condutores

Foi definido que os projetos de linha deveriam atender ao seguinte critério: os gradientes máximos superficiais seriam no máximo 95% do gradiente de início do corona visível.

Para o cálculo do gradiente foram considerados os seguintes dados:

- altitude média da linha de transmissão: 300 m
- temperatura média: 23°C

A pressão atmosférica ao nível do mar é de 760 torr. Considerou-se que a cada 8 m de altitude ela cai cerca de 1 mbar = 0,75 torr. Com 300 m há uma queda de 37,5 mbar = 28,13 torr. Consequentemente a pressão atmosférica a 300 m é de 731,87 torr.

De acordo com [3], a fórmula para o cálculo do gradiente de início do corona é:

$$E_c = 30 \cdot m \cdot \delta \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta \cdot r}} \right) \quad (13)$$

onde

E_c = gradiente de início do corona (kV/cm);

r = raio do condutor (cm);

m = fator de irregularidade da superfície do condutor;

δ = densidade relativa do ar.

O cálculo de δ é dado por:

$$\delta = \left(\frac{273 + t_0}{273 + t} \right) \cdot \left(\frac{p}{p_0} \right) \quad (14)$$

onde

t = temperatura;

p = pressão do ar;

$t_0 = 25^\circ\text{C}$;

$p_0 = 760$ torr.

Substituindo t por 23°C e p por 731,87 torr em (14), tem-se $\delta = 0,9695$.

Foi adotado o valor de 0,8 para m. Para o cálculo do gradiente foram considerados os casos apresentados na tabela 8.

Utilizando a equação (13), os raios dos condutores da tabela 8 e as tensões máximas, 800 kV ou 1100 kV, foram obtidos os valores de gradiente de início de corona. Os gradientes máximos para as configurações foram obtidos por meio de programa digital apropriado. Os valores estão na tabela 9 a seguir.

Tabela 9 – Gradientes de início do corona visível e gradientes superficiais para as alternativas meia-onda

Casos	Raio do Conductor (cm)	Ec (kVpico/cm)	95% Ec (kVpico/cm)	Gradiente máximo, fases A e C (pu)	Gradiente máximo, fase B (pu)	Gradiente máximo, fases A e C (kV/cm)	Gradiente máximo, fase B (kV/cm)
7A	2,238	28,02	26,62	0,03812	0,03864	24,90	25,24
7B	2,238	28,02	26,62	0,03662	0,04118	23,92	26,90
8A	1,812	28,55	27,12	0,03357	0,03402	21,93	22,22
8B	1,812	28,55	27,12	0,03187	0,03591	20,82	23,46
10A	1,599	28,89	27,44	0,03063	0,03094	27,51	27,79
11B	1,4535	29,17	27,71	0,02657	0,02994	23,86	26,89
12A	1,4805	29,11	27,65	0,02816	0,02841	25,29	25,52
12B	1,4805	29,11	27,65	0,02668	0,02928	23,96	26,30
16B	1,4055	29,27	27,81	0,02561	0,02769	23,00	24,87

Comparando-se os valores de gradiente máximo com os valores de gradiente para início do corona, verifica-se que apenas as configurações 7B e 10A não passaram por esse critério.

Desta forma, as configurações 7B e 10A passarão a utilizar condutores com maior raio, conforme tabelas 10 e 11 a seguir.

Tabela 10 – Projetos de linha para os novos casos 7B e 10A

Casos	Tensão (kV)	Potência característica nominal (MW)	Número de subcondutores, N	Conductor (MCM)	Diâmetro do feixe (m)	Silhueta da torre
7B	765	3000	4	2312	1,80	Não-compacta
10A	1000	6000	8	1192,5	2,90	Compacta

Tabela 11 – Gradiente de início do corona visível e gradientes superficiais para os novos casos 7B e 10A.

Casos	Raio do Condutor (cm)	E_c (kVpico/cm)	95% E_c (kVpico/cm)	Gradiente máximo, fases A e C (pu)	Gradiente máximo, fase B (pu)	Gradiente máximo, fases A e C (kV/cm)	Gradiente máximo, fase B (kV/cm)
7B	2,2895	27,97	26,57	0,03587	0,04034	23,43	26,35
10A	1,656	28,80	27,36	0,02966	0,02996	26,64	26,91

4.3 VALORAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

A valoração será realizada calculando-se as diversas parcelas de custos anuais.

4.3.1 Custo anual das linhas (incluindo manutenção)

Para se calcularem os custos totais da linha, incluindo a manutenção, aplicam-se, a cada uma das soluções das tabelas 8 e 10, as expressões $A+B \cdot S_1$ da tabela 5, em função da tensão máxima, número de subcondutores e condutor utilizado.

4.3.2 Custo de perdas Joule

Para se calcular os custos de perdas Joule, devem ser aplicadas as expressões C/S_1 da tabela 5, em função da tensão nominal, número de subcondutores e condutor utilizado.

4.3.3 Perdas corona

As perdas corona, em dB, para cada fase, para tempo chuvoso, são calculadas pela expressão abaixo [19]:

$$P(\text{dB}) = 14,2 + 65 \cdot \log\left(\frac{E}{18,8}\right) + 40 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot r}{3,51}\right) + K_1 \cdot \log\left(\frac{N}{4}\right) + K_2 + \frac{A}{300} \quad (15)$$

onde:

E = gradiente médio superficial, em kVrms/cm;

r = raio do subcondutor, em cm;

N = número de subcondutores;

$K_1 = 13$, para $N \leq 4$;

19 , para $N > 4$;

$K_2 = 10 \cdot \log\left(\frac{I}{1,676}\right)$, para $I = \text{intensidade de chuva} \leq 3,6 \text{ mm/h}$;

$3,3 + 3,5 \cdot \log\left(\frac{I}{3,6}\right)$, para $I > 3,6 \text{ mm/h}$;

A = altitude, aqui considerada 300 m.

Para tempo bom, as perdas são de 17 dB a menos que as perdas em tempo chuvoso.

A conversão de perdas em dB para kW/km é feita por meio da expressão [19]:

$$P(\text{W / m}) = P(\text{kW / km}) = 10^{\frac{P(\text{dB})}{10}} \quad (16)$$

Considerou-se uma chuva de 1,676 mm/hora, conforme sugerido em [19], e que a linha é submetida a essa chuva em 20% do tempo.

São consideradas, para cada um dos casos, as tensões operativas da tabela 4, com as durações da tabela 3. Então, os gradientes e, conseqüentemente, as perdas corona, são diferentes para diferentes níveis de carga. Os gradientes máximos são calculados de acordo com os valores em pu das tabelas 9 e 11 e os gradientes médios são dados pela expressão:

$$E = \frac{E_{\max}}{1 + (N-1)\frac{r}{R}} \quad (17)$$

onde

$E_{\max}$ = gradiente máximo superficial do feixe em kVrms/cm;

R = raio do feixe, em cm;

r = raio do subcondutor, em cm;

N = número de subcondutores por fase.

4.3.4 Subestações e equipamentos

De acordo com informações de fabricantes, os bancos de autotransformadores deveriam ter uma potência nominal de no máximo 1000 MVA. Dessa forma, são previstos seis transformadores de 1000 MVA. Por outro lado, considera-se que quatro bancos de transformadores de 1500 MVA para CC são factíveis e por isso serão calculados os custos de conexão dos dois transformadores adicionais no sistema de meia-onda.

Devem ser usados autotransformadores e transformadores com adequada faixa de taps para operar a linha com minimização de perdas (+5% a -30%).

A proposta de configuração para as subestações transmissora e receptora do sistema de transmissão CA meia-onda é apresentada na figura 24. O trecho

tracejado corresponde a uma parte dos custos que é comum às alternativas CA meia-onda e CC e que, por isso, não será considerado nos custos.

Figura 24 – Configuração das subestações do sistema de transmissão CA meia-onda.

Para o custo da subestação CA meia-onda da figura 24, deverão ser computados, em ambos os terminais:

- 6x1000 MVA de bancos de autotransformadores reguladores 500 / 765 kV ou 500 / 1000 kV, com faixa de taps +5/-30%;
- 6 conexões de transformadores em 765 ou 1000 kV;
- 2 entradas de linha em 765 ou 1000 kV;
- 4 interligações de barra em 765 ou 1000 kV;
- 2 conexões adicionais de transformadores em 500 kV;
- 1 interligação adicional de barra em 500 kV;
- módulos de infraestrutura geral e de manobra para as conexões acima.

Para as perdas nos transformadores, considerou-se um percentual de 0,6 % de perdas (0,3 % x 2), resultando no custo de perdas $0,6\% \cdot 6000 \text{ MW} \cdot \text{R\$ } 138/\text{MWh} \cdot 8760 \text{ h/ano} \cdot 0,7$ (fator de perdas) = $\text{R\$ } 30,5 \cdot 10^6/\text{ano}$.

Os dados de custo para as subestações 500 / 765 kV e 500 / 1000 kV estão nas tabelas 12 e 13 a seguir:

Tabela 12 – Custo de subestações 500 / 765 kV do sistema CA meia-onda

Item	Qtde	Custo unitário (10 ⁶ R\$)	Total (10 ⁶ R\$)	Total anual (10 ⁶ R\$/ano)
Banco de autotransformadores 1000 MVA, 500/765 kV, com faixa de tapes +5/-30%	2x6	48,5	582,0	80,7
Perdas Joule nos transformadores				30,5
Conexão de transformador (765 kV)	2x6	8,755	105,1	14,6
Entrada de linha (765 kV)	2x2	9,965	39,9	5,5
Interligação de barra (765 kV)	2x4	10,555	84,4	11,7
Conexão de transformador (500 kV) adicional	2x2	5,571	22,3	3,1
Interligação de barra (500 kV) adicional	2x1	5,900	11,8	1,6
Módulo de infraestrutura (geral e de manobra) para as conexões acima	2	14,420	28,8	4,0
Conexões e módulos de infraestrutura			292,3	40,5
Total Subestações				151,7

Nota: Transformadores: valores informais obtidos de fabricantes tradicionais; demais valores obtidos do banco de preços ANEEL, referência dez/2008 [1].

Tabela 13 – Custo de subestações 500 / 1000 kV do sistema CA meia-onda

Item	Qtde	Custo unitário (10 ⁶ R\$)	Total (10 ⁶ R\$)	Total anual (10 ⁶ R\$/ano)
Banco de autotransformadores 1000 MVA, 500/1000 kV, com faixa de tapes +5/-30%	2x6	53,4	640,8	88,9
Perdas Joule nos transformadores				30,5
Conexão de transformador (1000 kV)	2x6	11,939	143,3	19,9
Entrada de linha (1000 kV)	2x2	13,624	54,5	7,6
Interligação de barra (1000 kV)	2x4	15,210	121,7	16,9
Conexão de transformador (500 kV) adicional	2x2	5,571	22,3	3,1
Interligação de barra (500 kV) adicional	2x1	5,900	11,8	1,6
Módulo de infraestrutura (geral e de manobra) para as conexões acima	2	14,941	29,9	4,1
Conexões e módulos de infraestrutura			383,5	53,2
Total Subestações				172,5

Nota: Transformadores: extrapolados a partir de valores informais obtidos de fabricantes tradicionais; demais valores extrapolados a partir do banco de preços ANEEL, referência dez/2008 [1].

4.3.5 Custo anual da confiabilidade

Não foi calculado o custo anual da confiabilidade, pois todas as alternativas atendem ao critério N-1.

4.3.6 Custos adicionais

4.3.6.1 Correção do fator de potência da carga

Deve ser previsto equipamento para controle de reativo (controlável indutivo/capacitivo). A correção do fator de potência se faz necessária para evitar tensão excessiva permanente na linha (ver figura 14). Admitindo que o fator de potência não seja inferior a 0,98, a potência reativa necessária resulta $Q = 6000 \cdot (\tan(\arccos 0,98)) = 1200 \text{ Mvar}$.

Considerou-se que o custo dessa correção é o de um compensador estático somado ao custo de sua conexão em 500 kV e ao custo do módulo de infraestrutura de manobra correspondente, estimados com base em [1] (ver Apêndice). Também levou-se em conta o custo do equipamento compensador estático em 500 kV equivalente a um em 230 kV de mesma potência reativa, conforme tabela a seguir.

Tabela 14 – Custo de correção do fator de potência da carga (de 0,98 para 1,00)

Item	Total (10 ⁶ R\$)	Total anual (10 ⁶ R\$/ano)
Compensador estático 500 kV, 1200 Mvar	80,2	11,1
Conexão de compensador 500 kV, disjuntor e meio	5,8	0,8
Adicional módulo de infraestrutura	1,3	0,2
Total	87,4	12,1

4.3.6.2 Sobretensão na linha devido à carga maior que potência característica

Considerando-se o atendimento ao critério N-1, na saída de uma linha, toda a potência deveria ser transmitida pela outra. Então, cada linha deveria ser projetada para suportar uma sobretensão sustentada de valor igual a 6000 MW dividido pela potência característica nominal, em valores por unidade, ou seja, 2 pu, 1,43 pu e 1,33 pu para potência característica de 3000 MW, 4187 MW e 4500 MW. Isso implica um custo adicional da linha.

Para estimar essa penalidade de modo simplificado, é utilizado o procedimento descrito no Apêndice (seção 2.4.1).

4.3.6.3 Compensação da defasagem natural

Pode ser necessário compensar a defasagem natural da linha de meia-onda (180°) e o ângulo do sistema nas barras terminais ($\pm 30^\circ$), para não afetar o fluxo de potência de linhas paralelas.

A defasagem de 180 graus será obtida se, nos transformadores do terminal receptor, houver uma defasagem de 180 graus entre o primário e o secundário (conexão Y-Y). A defasagem de $\pm 30^\circ$ é um ajuste fino que pode ser realizado por meio de transformadores defasadores.

Conforme informações de fabricantes, o equipamento defasador e o transformador regulador não estão disponíveis no mercado para tensões acima de 345 kV.

Quando o terminal gerador estiver isolado do restante do sistema elétrico, o equipamento defasador pode ser eliminado.

A compensação da defasagem natural é realizada em um dos terminais, e os custos são compostos pelos seguintes itens:

- 6x1000 MVA de bancos de autotransformadores 500 / 345 kV;
- 6x1000 MVA de defasadores $180^\circ \pm 30^\circ$, 345 kV;
- Diferença no custo dos transformadores reguladores, que passarão de 500 / 765 kV ou 500 / 1000 kV a ser 345 / 765 kV ou 345 / 1000 kV.

Considerou-se, inicialmente, que os defasadores serão instalados junto aos transformadores, conforme a figura 25, sem a necessidade, portanto, de bays adicionais em relação à figura 24.

Figura 25 – Configuração das subestações do sistema de transmissão CA meia-onda, incluindo compensação da defasagem natural.

Os custos resultantes estão apresentados nas tabelas 15 e 16.

Tabela 15 – Custo de compensação de defasagem, subestações 500 / 765 kV do sistema CA meia-onda

Item	Qtde	Custo unitário (10 ⁶ R\$)	Total (10 ⁶ R\$)	Total anual (10 ⁶ R\$/ano)
Defasadores 180±30°	1x6	35,0	210,0	29,1
Banco de autotransformadores 1000 MVA, 500/345 kV, necessários para os defasadores	1x6	17,3	103,8	14,4
Diferença de custo nos transformadores reguladores em um dos terminais (345/765 kV-30% no lugar de 500/765 kV-30%)	1x6	-2,4	-14,6	-2,0
Total Defasadores			299,3	41,5

Nota: Defasadores e autotransformadores: valores informais obtidos de fabricantes tradicionais; diferença de custo: estimada em 5% do valor dos transformadores reguladores, conforme relação observada no banco de preços ANEEL, referência dez/2008 [1].

Tabela 16 – Custo de compensação de defasagem, subestações 500 / 1000 kV do sistema CA meia-onda

Item	Qtde	Custo unitário (10 ⁶ R\$)	Total (10 ⁶ R\$)	Total anual (10 ⁶ R\$/ano)
Defasagem 180±30°	1x6	35,0	210,0	29,1
Banco de autotransformadores 1000 MVA, 500/345 kV, necessários para os defasadores	1x6	17,3	103,8	14,4
Diferença de custo nos transformadores reguladores em um dos terminais (345/1000 kV-30% no lugar de 500/1000 kV-30%)	1x6	-2,7	-16,0	-2,2
Total Defasadores			297,8	41,3

Nota: Defasadores e autotransformadores: obtidos e extrapolados, respectivamente, a partir de valores informais de fabricantes tradicionais; diferença de custo: estimada em 5% do valor dos transformadores reguladores, conforme relação observada no banco de preços ANEEL, referência dez/2008 [1].

Para as perdas no sistema defasador, considerou-se um percentual de 0,3 % de perdas nos defasadores e mais 0,3 % de perdas nos transformadores associados 500/345 kV , resultando em um custo de R\$ $30,5 \cdot 10^6$ / ano.

4.4 CUSTO TOTAL ANUAL DAS ALTERNATIVAS CA MEIA-ONDA

Tabela 17 – Custo total anual das alternativas CA meia-onda, valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$

	7A	7B	8A	8B	10A	11B	12A	12B	16B
Tensão Nominal (kV)	765	765	765	765	1000	1000	1000	1000	1000
Tensão máxima (kV)	800	800	800	800	1100	1100	1100	1100	1100
N (subcondutores)	4	4	6	6	8	10	8	8	8
Potência característica (MW)	3000	3000	3000	3000	6000	6000	4500	4500	4187
Tipo da torre ⁽¹⁾ diâm. feixe (m)	C 1,34	NC 1,80	C 1,00	NC 1,30	C 2,90	NC 3,46	C 0,95	NC 1,18	NC 1,00
Condutor (MCM)	2156	2312	1431	1431	1192,5	874,5	954	954	954
Custo das linhas	876,2	782,3	899,7	779,3	1201,4	937,2	1093,4	846,9	846,9
Custo perdas Joule	437,6	408,1	439,5	439,5	459,3	501,0	430,4	430,4	400,5
Custo perdas corona	30,1	34,5	5,4	6,0	5,4	3,3	2,4	2,6	1,8
Subtotal Linhas+Joule+ corona	1343,9	1224,9	1344,6	1224,8	1666,0	1441,6	1526,2	1279,8	1249,2
Transformadores com regulação +5/-30%	80,7	80,7	80,7	80,7	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9
Perdas Joule nos transformadores	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5
Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	40,5	40,5	40,5	40,5	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
Subtotal Subestações e equipamentos	151,7	151,7	151,7	151,7	172,5	172,5	172,5	172,5	172,5
Subtotal 1 (Linhas e SEs)	1495,6	1376,6	1496,4	1376,5	1838,5	1614,1	1698,7	1452,3	1421,7
Adicional correção do fator de potência	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
Adicional sobretensão 6000/Pc	230,3	185,4	230,3	185,4	0,0	0,0	105,5	85,0	110,4
Subtotal 2 (Linhas, SEs e adicionais)	1738,0	1574,0	1738,8	1574,0	1850,6	1626,2	1816,3	1549,3	1544,1
Adicional defasador	41,5	41,5	41,5	41,5	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3
Adicional perdas Joule no defasador	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5

⁽¹⁾Tipo de torre: C = Chainette (compacta); NC = Cross-rope (não-compacta)

4.5 ASPECTOS TÉCNICOS ADICIONAIS A SEREM CONSIDERADOS

Nesta seção, são apresentados resultados de simulações realizadas com base em duas linhas com potências características de 6000 MW (aqui chamada de *configuração 1*) e 4500 MW (aqui chamada de *configuração 2*).

4.5.1 Perdas Joule

Foram realizados estudos de fluxo de carga com o objetivo de comparar as perdas Joule em duas situações: tensões nos terminais mantidas em valores próximos a 1 pu; e ajustadas em função da potência transmitida. Foram utilizados dois circuitos com a configuração 2. As perdas Joule nas linhas estão apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 18 – Perdas Joule nas linhas para tensão de 1 pu em seus terminais, configuração 2

Potência transmitida (MW)	Perdas (MW)	Tensão (pu)
6000	628	1,000
4500	540	1,000
3600	497	1,000
Perdas ponderadas com as durações da tabela 3	526	

Tabela 19 – Perdas Joule nas linhas para tensão ajustada de acordo com a potência transmitida, configuração 2

Potência transmitida (MW)	Perdas (MW)	Tensão (pu)
6000	584	0,816
4500	438	0,707
3600	350	0,632
Perdas ponderadas com as durações da tabela 3	406	

O ajuste de tensão resultou, para a curva de carga e configuração de linha adotados, em uma redução de 23% nas perdas Joule.

4.5.2 Curtos-circuitos

Foram simulados curtos-circuitos monofásicos ao longo de um circuito e observados valores de tensão e corrente em alguns trechos da linha em defeito e da linha sã em paralelo. Em todas as simulações de curto desta seção, foi considerado um curto fase A-terra, em $t = 50$ ms, com uma resistência de curto R_f de 20 *ohms*. As impedâncias de geração X_{gs} e X_r são de 0,25 pu e 0,34 pu, respectivamente. Os transformadores representados por $Ts1$, $Ts2$ e Tr são de 6000 MVA, com relações de transformação 20/500 kV, 500/1000/138 kV e 1000/500/138 kV, respectivamente, e impedâncias iguais a 0,10 pu.

4.5.2.1 Curto-circuito no início da linha

O circuito da figura 26 foi simulado. Antes do curto, cada linha transmitia 3000 MW, e a tensão nos terminais estava ajustada de forma a minimizar as perdas Joule. Foi utilizada a configuração 1 para ambas as linhas.

Figura 26 – Circuito para simulação de curto-circuito no início da linha e verificação de correntes.

Para um curto no início de uma das linhas, a corrente medida pelo transformador de corrente (TC) do início da linha com curto chega a 3,8 pu, conforme figura 27. Notar que a tensão pré-curto é de 0,75 pu (tensão no início da linha de forma que a tensão no final da linha seja de 0,71 pu, que minimiza as perdas Joule).

Figura 27 – Correntes no início da linha em defeito, para o curto da figura 26.

4.5.2.2 Sobretensão na linha submetida a curto-circuito

Foi simulado o circuito da figura 28. Como na simulação anterior, antes do curto cada linha transmitia 3000 MW e a tensão nos terminais estava ajustada de acordo com a potência transmitida. Buscando-se determinar os valores mais críticos de sobretensão na linha em defeito para curto monofásico, foram simulados curtos em diversos trechos da linha.

Figura 28 – Circuito para simulação de curto-circuito e verificação de tensões na linha em defeito.

4.5.2.2.1 Configuração 1

Para a linha com configuração 1, o maior valor de tensão na linha defeituosa, 2,23 pu, foi observado a 1050 km do início, para curto-circuito fase A-terra a 2200 km do início da linha, conforme figura 29. Notar, aqui, que a tensão pré-curto é de 0,73 pu.

Figura 29 – Tensões na linha em defeito, a 1050 km do início, para curto-circuito monofásico A-terra a 2200 km do início da linha, configuração 1.

4.5.2.2.2 Configuração 2

Para a linha com configuração 2, o maior valor de tensão na linha defeituosa, 3,0 pu, ocorreu a 1100 km do início, para curto-circuito fase A-terra a 2300 km do início da linha, conforme figura 30. Notar que a tensão pré-curto é de 0,83 pu.

Figura 30 – Tensões na linha em defeito, a 1100 km do início, para curto-circuito monofásico A-terra a 2300 km do início da linha, configuração 2.

4.5.2.3 Sobretensão na linha paralela a linha submetida a curto-circuito

Foi simulado o circuito da figura 31, quase idêntico ao da figura 28, a não ser pelo fato de que as tensões são medidas ao longo da linha sã, paralela à linha submetida a curto-circuito.

Figura 31 – Circuito para simulação de curto-circuito e verificação de tensões na linha sã.

4.5.2.3.1 Configuração 1

Para a linha com configuração 1, o maior valor de tensão na linha sã, 1,77 pu, foi observado a 1200 km do início, para curto-circuito fase A-terra na outra linha, a 350 km do início, conforme figura 32.

Figura 32 – Tensões na linha sã, a 1200 km do início, para curto-circuito monofásico A-terra a 350 km do início da linha, configuração 1.

4.5.2.3.2 Configuração 2

Para a linha com configuração 2, o maior valor de tensão na linha são, 2,46 pu, ocorreu a 1200 km do início, para curto-circuito fase A-terra na outra linha, a 250 km do início, conforme figura 33.

Figura 33 – Tensões na linha são, a 1200 km do início, para curto-circuito monofásico A-terra a 250 km do início da linha, configuração 2.

4.5.2.4 Correntes de curto-circuito monofásico no meio da linha

Foi simulado o circuito da figura 34, com um curto-circuito monofásico aplicado em um ponto localizado no meio da linha. As duas linhas têm configuração 1.

Figura 34 – Circuito para simulação de curto-circuito no meio da linha e verificação de correntes.

As correntes observadas no início da linha em defeito e no início da linha sã, e que seriam medidas pelos transformadores de correntes (TCs) dos sistemas de proteção das linhas, estão apresentadas nas figuras 35 e 36. Verifica-se que, na linha em defeito, a corrente da fase defeituosa é bastante inferior a corrente pré-defeito, após o curto, e que, na linha sã, há um aumento na corrente da fase A. Se a proteção da linha fosse baseada em sobrecorrente, o curto do meio da linha de meia-onda não seria detectado e, eventualmente, haveria uma atuação indevida da proteção na linha sem defeito.

Figura 35 – Correntes no início da linha em defeito para curto-circuito monofásico A-terra no meio da linha.

Figura 36 – Correntes no início da linha sã para curto-circuito monofásico A-terra no meio da linha.

4.5.3 Desligamento de uma das linhas

O ajuste de tensões nos terminais da linha para minimização de perdas pode trazer um inconveniente à operação de linhas de meia-onda em paralelo. Em caso de perda de uma das linhas, a outra linha passará a transmitir o dobro da potência e, portanto, será necessário um novo ajuste (dinâmico) de tensão nos terminais. Caso sejam utilizados transformadores com comutadores de tap, o tempo para variação de um único tap é da ordem de alguns segundos, o que sujeita a linha a sobretensões durante esse tempo.

4.5.3.1 Com tensão de 1 pu nos terminais

O circuito da figura 37 foi simulado, no qual ambas as linhas têm a configuração 1. As representações do sistema gerador, transformadores e sistema receptor são as mesmas das simulações de curtos-circuitos da seção 4.5.2. Cada linha está, inicialmente, transmitindo 3000 MW, com tensão de 1 pu nos terminais (perdas Joule não minimizadas). Os disjuntores dos terminais das linhas são abertos em $t = 50$ ms. Foi medida a tensão no meio da linha remanescente, cujo gráfico em função do tempo está apresentado na figura 38.

Figura 37 – Circuito para simulação de desligamento de uma das linhas.

Figura 38 – Tensões no meio da linha remanescente durante desligamento de uma das linhas, com tensão de 1 pu nos terminais.

A tensão no meio da linha é, inicialmente, de 0,5 pu, conforme era esperado, pois a linha transmite metade da sua potência característica nominal. Após o desligamento da outra linha, é observado um transitório eletromagnético, no qual a tensão vai a 1,44 pu, e, após isso, a tensão tende a 1 pu, pois a linha passará a transmitir uma potência igual à sua potência característica nominal.

4.5.3.2 Com tensão ajustada de acordo com a potência transmitida

Usando o mesmo circuito da figura 37, desta vez com a tensão nos terminais ajustada para 0,707 pu, observa-se, na figura 39, que, após o transitório, a tensão no meio da linha tende ao valor de 1,4 pu, até que a tensão nos terminais seja aumentada gradativamente com a comutação dos taps.

Figura 39 – Tensões no meio da linha remanescente durante desligamento de uma das linhas, com tensão de 0.707 pu nos terminais.

4.5.4 Sobretensão de manobra por energização de linhas

Foi simulado o circuito da figura 40. As representações do sistema gerador, transformadores e sistema receptor são os mesmos das seções anteriores. Para a linha, foi utilizada a configuração 1.

Figura 40 – Circuito para simulação de energização.

Uma das linhas será energizada em vazio, enquanto a outra linha permanece desenergizada. Será utilizado um resistor de pré-inserção de 300 ohms em série com a linha, que será curto-circuitado (por meio de um *bypass*) após 8 ms. O valor da tensão na geração E_r é de 1 pu.

Inicialmente, o disjuntor DJ1 é fechado em diversos instantes do ciclo, para que seja verificado qual instante de fechamento t_f leva aos maiores valores de sobretensão. Foi obtido o valor de $tf = 0,01551$ s. Em seguida, foi realizada uma série de 200 simulações nas quais o instante de fechamento é aleatório, com uma distribuição uniforme em que a média é 0,01551 s e um desvio padrão de 0,00125 s.

Os valores médios de tensão nas várias simulações em cada trecho da linha estão apresentados na figura 41.

Figura 41 – Médias de tensões ao longo da linha para energização de linha de meia-onda.

A maior média de tensão observada é de 1,78 pu, e ocorre no final da linha. Esse valor é muito similar aos observados em energização de linhas CA de menor comprimento. Dessa forma, a energização de linhas de meia-onda não apresenta maiores problemas em relação a linhas CA convencionais.

5 DEFINIÇÃO DE ALTERNATIVAS DE TRANSMISSÃO CC

A definição das alternativas CC foi feita com base nas mesmas condições estabelecidas para a transmissão CA, mencionadas no início do capítulo 4.

5.1 CÁLCULO DO CONDUTOR ECONÔMICO

Assim como na definição do condutor econômico CA, para o condutor econômico CC foram levados em conta os custos das linhas e das perdas Joule. Foram consideradas as tensões nominais de ± 500 , ± 600 , ± 700 e ± 800 kV, e feixes de $N = 4$ e 6 subcondutores.

Consideraram-se as seguintes expressões para os custos das linhas, em reais por quilômetro (ver Apêndice):

$$C_{LT} = 150266 + 226,68V + N * S_1 (2,7602 * N + 45,1) \quad (18)$$

onde

V = tensão nominal da linha, em kV;

N =número de subcondutores no feixe por polo;

S_1 =seção transversal de cada subcondutor, em MCM.

Assim, para as seguintes combinações de V e N , os custos da linha são dados pelas expressões da tabela a seguir:

Tabela 20 – Expressões para custo de linhas de transmissão CC

Tensão nominal (kV)	Número de subcondutores, N	Expressão do custo da linha, $A1+B1 \cdot S_1$ (R\$/km)
500	4	$263606,00 + 224,563 S_1$
500	6	$263606,00 + 369,967 S_1$
600	4	$286274,00 + 224,563 S_1$
600	6	$286274,00 + 369,967 S_1$
700	4	$308942,00 + 224,563 S_1$
700	6	$308942,00 + 369,967 S_1$
800	4	$331610,00 + 224,563 S_1$
800	6	$331610,00 + 369,967 S_1$

Com a utilização da expressão (9) (capítulo 4), foram obtidas as expressões dos custos anuais da linha, considerando-se os mesmos valores para fator de amortização, custo de operação e manutenção e juros durante a construção.

O custo das perdas Joule (C_J) é dado pela expressão [3]:

$$C_J = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho}{N \cdot S_1} \cdot \left(\frac{P}{V} \right)^2 (C_P + C_e \cdot If \cdot 8760) = \frac{C}{S_1} \quad (19)$$

onde os parâmetros são os mesmos utilizados na equação (10), com exceção de:

V = tensão em relação à terra, em kV;

N = número de subcondutores por polo.

Foram considerados os mesmos dados de durações de potência da tabela 3, e, consequentemente, o mesmo valor de fator de perdas $If = 0,7$.

Seguindo o mesmo procedimento utilizado para a linha de meia-onda, o condutor econômico é calculado pela mesma expressão (12), $S_1 = \sqrt{C/B}$. Os resultados estão na tabela a seguir.

Tabela 21 – Condutores econômicos definidos para as alternativas CC

Caso	Tensão nominal (kV)	Número de subcondutores, N	Custo anual da linha incluindo manutenção, $A+B \cdot S_1$ (R\$/km)	Custo anual das perdas Joule, C / S_1 (R\$/km)	Condutor econômico, S_1 (MCM)
CC1	500	4	$36558,77 + 31,144 S_1$	$220862376 / S_1$	2515
CC2	500	6	$36558,77 + 51,310 S_1$	$147241584 / S_1$	1780
CC3	600	4	$39702,53 + 31,144 S_1$	$153376650 / S_1$	2167
CC4	600	6	$39702,53 + 51,310 S_1$	$102251100 / S_1$	1431
CC5	700	4	$42846,29 + 31,144 S_1$	$112684886 / S_1$	1780
CC6	700	6	$42846,29 + 51,310 S_1$	$75123257 / S_1$	1192,5
CC7	800	4	$45990,05 + 31,144 S_1$	$86274366 / S_1$	1590
CC8	800	6	$45990,05 + 51,310 S_1$	$57516244 / S_1$	1033,5

5.2 PROJETO DA LINHA

A configuração utilizada para o bipolo CC está descrita na figura 42 a seguir.

Figura 42 – Silhueta de torre CC

5.2.1 Distâncias mínimas consideradas

As distâncias mínimas e alturas dos feixes consideradas estão apresentadas na tabela 22 a seguir [3].

Tabela 22 – Distâncias mínimas e alturas dos feixes utilizadas nas configurações CC

Tensão nominal (kV)	Distância entre polos, d_p (m)	Altura do feixe, H (m)
500	16	14
600	16	14
700	18	16
800	22	18

5.2.2 Gradiente máximo na superfície dos condutores

Para o cálculo do gradiente foram utilizados os seguintes dados, os mesmos utilizados para a definição de alternativas meia-onda: altitude média: 300 m, temperatura média de 23°C, pressão de 731,87 torr, densidade relativa do ar (δ) igual a 0,9695 e fator de irregularidade da superfície do condutor (m) de 0,8.

Diferentemente da linha de meia-onda, na qual o raio do feixe era definido com base na potência característica desejada, o que exigiria que os espaçamentos entre subcondutores fossem não-padronizados, na linha CC pode-se trabalhar com um espaçamento mais usual.

Os subcondutores de cada polo são distribuídos uniformemente ao longo de uma circunferência de raio R. Considerou-se que a distância entre dois subcondutores adjacentes é de 45,7 cm. Assim, o feixe de $N = 4$ subcondutores corresponde a um R de 32,31 cm e o feixe de $N = 6$ subcondutores corresponde a um R de 45,70 cm.

O gradiente médio superficial foi calculado pela expressão a seguir [3]:

$$E_{\text{médio}} = \frac{V}{N \cdot r \cdot \ln \frac{2H}{r_{\text{eq}} \cdot \sqrt{\left(\frac{2H}{d_p}\right)^2 + 1}}} \quad (20)$$

onde

V = tensão nominal em kV;

N = número de subcondutores por polo;

H = altura do centro do feixe de subcondutores ao solo em cm;

p = distância entre polos em cm;

r_{eq} = raio equivalente do feixe em cm, dado por [3]:

$$r_{\text{eq}} = R \cdot \left(\frac{n \cdot r}{R} \right)^{1/N} \quad (21)$$

O gradiente máximo superficial é obtido a partir do gradiente médio pela expressão [3]:

$$E_{\text{máximo}} = E_{\text{médio}} \cdot \left[1 + \left(N - 1 \right) \cdot \frac{r}{R} \right] \quad (22)$$

O gradiente de início do corona foi calculado pela expressão abaixo [3]:

$$E_C = 30 \cdot m \cdot \delta \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta \cdot r}} \right) \quad (23)$$

Adotou-se o critério mencionado em [3], de que o gradiente máximo superficial não deve ultrapassar 95% do gradiente de início do corona visível. Os resultados estão na tabela a seguir.

Tabela 23 – Gradientes máximos superficiais calculados e permitidos para as alternativas CC

Alternativa	Tensão Nominal (kV)	Número de subcondutores, N	95% do gradiente de início do corona visível (kV/cm)	Gradiente máximo superficial (kV/cm)
CC1	500	4	26,48	15,73
CC2	500	6	26,84	13,78
CC3	600	4	26,66	20,06
CC4	600	6	27,12	18,10
CC5	700	4	26,84	24,19
CC6	700	6	27,36	21,95
CC7	800	4	26,99	27,86
CC8	800	6	27,55	25,40

Observa-se que apenas uma das alternativas consideradas não atende ao critério adotado. Por isso, a configuração CC7 passará a utilizar o condutor 1780 MCM (Chukar), que apresenta um gradiente máximo superficial de 26,52 kV/cm, contra um valor de 95% do gradiente de início de corona igual a 26,84 kV/cm.

5.3 VALORAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

5.3.1 Custo anual das linhas (incluindo manutenção)

Para calcular os custos da linha CC, incluindo a manutenção, aplicam-se as expressões $A+B \cdot S_1$ da tabela 21, em função da tensão máxima, número e tipo de subcondutores por feixe.

5.3.2 Custo de perdas Joule

Foram utilizadas, para cálculo do custo de perdas Joule, as expressões C/S_1 da tabela 21.

5.3.3 Perdas corona

Para o cálculo das perdas corona, foram utilizadas as expressões empíricas a seguir [3], para perdas em dB, em tempo bom e tempo ruim, respectivamente:

$$P_{\text{tempo bom}} = P_{o,\text{tempo bom}} + 50 \log\left(\frac{E_{\text{máximo}}}{g_o}\right) + 30 \log\left(\frac{2r}{d_o}\right) + 20 \log\left(\frac{N}{N_o}\right) - \log\left(\frac{H \cdot d_p}{H_o \cdot S_o}\right) \quad (24)$$

$$P_{\text{tempo ruim}} = P_{o,\text{tempo ruim}} + 40 \log\left(\frac{E_{\text{máximo}}}{g_o}\right) + 20 \log\left(\frac{2r}{d_o}\right) + 15 \log\left(\frac{N}{N_o}\right) - \log\left(\frac{H \cdot d_p}{H_o \cdot S_o}\right) \quad (25)$$

onde

$$P_{o,\text{tempo bom}} = 2,9 \text{ dB};$$

$$P_{o,\text{tempo ruim}} = 11 \text{ dB};$$

$$g_o = 25 \text{ kV/cm};$$

$$d_o = 3,05 \text{ cm};$$

$$N_o = 3;$$

$$H_o = 15 \text{ m};$$

$$S_o = 15 \text{ m}$$

são valores de referência mencionados em [3], $E_{\text{máximo}}$ foi definido anteriormente, r e N são o raio do subcondutor e o número de subcondutores do feixe por polo, respectivamente, e H e d_p são os valores da tabela 22, convertidos em centímetros.

Considerou-se, assim como nas alternativas meia-onda, que o tempo bom representa 20% e o tempo ruim 80% do total.

5.3.4 Conversoras

Considerou-se que as alternativas de transmissão CC contemplam duas conversoras com potência nominal de 3000 MW cada, cujos custos são estimados de acordo com o Apêndice.

Foi utilizado um percentual de 0,75% de perdas nas conversoras em cada extremidade das linhas CC.

5.4 CUSTO TOTAL ANUAL DAS ALTERNATIVAS CC

A tabela 24 apresenta o custo das alternativas CC, incluindo conversoras:

Tabela 24 – Custos de linhas CC incluindo conversoras, valores em 10^6 x R\$/ano

Caso	CC1	CC2	CC3	CC4	CC5	CC6	CC7	CC8
Tensão Nominal (kV)	500	500	600	600	700	700	800	800
N (subcondutores)	4	6	4	6	4	6	4	6
Condutor (MCM)	2515	1780	2167	1431	1780	1192,5	1780	1033,5
Custo das linhas	574,4	639,5	536,0	565,6	491,4	520,2	507,1	495,1
Custo perdas Joule	439,1	413,6	353,9	357,3	316,5	315,0	242,3	278,3
Custo perdas corona	15,4	11,7	37,3	29,4	54,9	43,3	60,4	50,5
Subtotal Linhas+Joule+corona	1028,9	1064,7	927,2	952,3	862,9	878,4	809,9	823,9
Custo conversoras	284,8	284,8	301,7	301,7	316,8	316,8	330,5	330,5
Custo perdas conversoras	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2
Subtotal Conversoras	360,9	360,9	377,9	377,9	393,0	393,0	406,7	406,7
Total	1389,9	1425,7	1305,0	1330,2	1255,9	1271,4	1216,5	1230,5

6 COMPARAÇÃO ECONÔMICA

As alternativas CA meia-onda e CC de menores custos estão apresentadas na tabela a seguir. As alternativas CA meia-onda com a silhueta compacta apresentaram custos maiores que as correspondentes configurações não-compactas, e por isso foram omitidas nesta tabela. Todas as configurações CC selecionadas para essa tabela utilizaram 4 condutores por polo.

Observa-se que a alternativa de transmissão com menor custo total anual do sistema é a CC7 (800 kV, 4x1780 MCM). A alternativa CA meia-onda de menor custo é a 12B (1000 kV, 8x954 MCM), que apresenta um custo de 127% da melhor alternativa CC, de acordo com o item 20 da tabela (a alternativa 16B apresenta custo apenas ligeiramente menor que a 12B; porém apresenta maior faixa de passagem que as outras configurações, ver seção 4.2.1). A diferença de custo entre as alternativas aumenta se for considerado o custo de compensação da defasagem natural das linhas de meia-onda, para que não se afete o fluxo de potência de linhas paralelas.

No subtotal do item 20 da tabela, são inclusos os custos da correção do fator de potência, bem como o acréscimo no custo da linha para suportar a sobretensão quando a potência transmitida for maior que a potência característica. Mesmo que esses itens fossem hipoteticamente desconsiderados, o menor custo ainda seria da alternativa CC, pois o custo da melhor alternativa CA seria 13% maior.

Vale observar que, para as condições estabelecidas neste estudo, os custos da linha CA meia-onda, item 9 (não incluindo subestações e transformadores) são superiores aos custos do sistema CC completo, linha 17, incluindo conversoras.

Tabela 25 – Custos de sistemas CA meia-onda e CC, valores em 10^6 x R\$/ano

Item		7B	8B	11B	12B	16B	CC1	CC3	CC5	CC7
1a	Tensão Nominal (kV)	765	765	1000	1000	1000	500	600	700	800
1b	Tensão máxima (kV)	800	800	1100	1100	1100	500	600	700	800
2	N (subcondutores)	4	6	10	8	8	4	4	4	4
3	Potência característica (MW)	3000	3000	6000	4500	4187				
4	Tipo da torre ⁽¹⁾ diâm. feixe (m)	NC 1,80	NC 1,30	NC 3,46	NC 1,18	NC 1,00				
5	Condutor (MCM)	2312	1431	874,5	954	954	2515	2167	1780	1780
6	Custo das linhas	782,3	779,3	937,2	846,9	846,9	574,4	536,0	491,4	507,1
7	Custo perdas Joule	408,1	439,5	501,0	430,4	400,5	439,1	353,9	316,5	242,3
8	Custo perdas corona	34,5	6,0	3,3	2,6	1,8	15,4	37,3	54,9	60,4
9	Subtotal Linhas+Joule+ corona	1224,9	1224,8	1441,6	1279,8	1249,2	1028,9	927,2	862,9	809,9
10	Transformadores	80,7	80,7	88,9	88,9	88,9				
11	Perdas Joule nos transformadores	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5				
12	Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	40,5	40,5	53,2	53,2	53,2				
13	Subtotal Subestações e equipamentos	151,7	151,7	172,5	172,5	172,5				
14	Conversoras						284,8	301,7	316,8	330,5
15	Perdas Joule nas Conversoras						76,2	76,2	76,2	76,2
16	Subtotal Conversoras						360,9	377,9	393,0	406,7
17	Subtotal (Linhas 9,13, 16)	1376,6	1376,5	1614,1	1452,4	1421,7	1389,9	1305,0	1255,9	1216,5
	Relação	113%	113%	133%	119%	117%	114%	107%	103%	100%
18	Adicional correção do fator de potência	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1				
19	Adicional sobretensão 6000/Pc	185,4	185,4	0,0	85,0	110,8				
20	Subtotal (Linhas 17, 18,19)	1574,0	1574,0	1626,2	1549,4	1544,1				
	Relação (pu)	129%	129%	134%	127%	127%				
	Adicional defasador	41,5	41,5	41,3	41,3	41,3				
	Adicional perdas Joule no defasador	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5				

⁽¹⁾Tipo de torre: C = Chainette (compacta); NC = Cross-rope (não-compacta)

7 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE E OUTRAS CONFIGURAÇÕES

7.1 AUMENTO NO CUSTO DAS CONVERSoras

Observa-se que a diferença entre as alternativas de menor custo CA meia-onda (sem considerar o custo da defasagem) e CC é de $1549,3 - 1216,5 = 332,8 \cdot 10^6$ reais por ano. Ou seja, mesmo que o custo de duas conversoras 3000 MW, 800 kV, fosse o dobro do estimado no capítulo anterior ($330,5 \cdot 10^6$ reais por ano), a alternativa CC ainda seria mais vantajosa.

7.2 REDUÇÃO NO CUSTO DA ENERGIA

Foram realizados novos cálculos para os casos mais vantajosos (CA meia-onda 1000 kV, potência característica 4500 MW e CC 800 kV) considerando uma redução de 15% no preço da energia, ou seja, se a energia custar R\$ 117,30 / MWh e não R\$ 138 / MWh.

Os condutores econômicos foram recalculados e têm seções menores que o caso original; porém, para a linha CC o condutor não pôde ser reduzido devido ao critério do gradiente superficial ser menor que 95% do gradiente de início do corona.

Os custos do sistema CA meia-onda foram reduzidos, tanto pela utilização de um condutor de menor seção, como pela redução no custo das perdas. Já o sistema CC teve apenas redução nas perdas.

Conforme tabela a seguir, a relação entre os custos CC e CA se manteve constante.

Tabela 26 – Custos de sistemas CA meia-onda e CC, análise de sensibilidade dos custos em relação à redução de 15% no custo da energia, valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$

Item		12B CA	Caso 4 CC
1a	Tensão Nominal (kV)	1000	800
1b	Tensão Máxima (kV)	1100	800
2	N (subcondutores)	8	4
3	Potência característica (MW)	4500	-
4	Tipo da torre(1) diâm. feixe (m)	NC 1,18	-
5	Condutor (MCM)	900,0	1780
6	Custo das linhas	823,2	507,1
7	Custo perdas Joule	387,8	206,0
8	Custo perdas corona	2,2	51,3
9	Subtotal Linhas+Joule+corona	1213,3	764,4
10	Transformadores	88,9	-
11	Perdas Joule nos transformadores	25,9	-
12	Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	53,2	-
13	Subtotal Subestações e equipamentos	167,9	-
14	Conversoras	-	330,5
15	Perdas Joule nas conversoras	-	64,7
16	Subtotal Conversoras	-	395,3
17	Subtotal (Linhas 9, 13, 16)	1381,3	1159,7
	Relação	119%	100%
18	Adicional correção do fator de potência	12,1	-
19	Adicional sobretensão 6000/Pc	85,0	-
20	Subtotal (Linhas 17, 18, 19)	1478,3	1159,7
	Relação	127%	100%

⁽¹⁾Tipo de torre: C = Chainette (compacta); NC = Cross-rope (não-compacta)

7.3 REDUÇÃO NO CUSTO DA LINHA CA MEIA-ONDA

Caso a linha CA meia-onda tivesse o custo reduzido em 10% em relação à estimativa considerada nesse estudo, mantendo-se inalterado o custo da linha CC, e reduzindo na mesma proporção o custo adicional pela sobretensão (linha 19), a

diferença entre os custos CA meia-onda e CC seria reduzida, mas o custo CC ainda seria menor.

Tabela 27 – Análise de sensibilidade dos custos em relação à redução de 10% no custo da linha CA, valores em 10^6 x R\$/ano

Item		12B CA	Caso 4 CC
1a	Tensão Nominal (kV)	1000	800
1b	Tensão Máxima (kV)	1100	800
2	N (subcondutores)	8	4
3	Potência característica (MW)	4500	
4	Tipo da torre ⁽¹⁾ diâm. feixe (m)	NC 1,17	
5	Condutor (MCM)	1033,5	1780
6	Custo das linhas	793,6	507,1
7	Custo perdas Joule	397,3	242,3
8	Custo perdas corona	2,4	60,4
9	Subtotal Linhas+Joule+corona	1193,2	809,9
10	Transformadores	88,9	
11	Perdas Joule nos transformadores	30,5	
12	Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	53,2	
13	Subtotal Subestações e equipamentos	172,5	
14	Conversoras	-	330,5
15	Perdas Joule nas conversoras	-	76,2
16	Subtotal Conversoras	-	406,7
17	Subtotal (Linhas 9, 13, 16)	1365,7	1216,5
	Relação	112%	100%
18	Adicional correção do fator de potência	12,1	
19	Adicional sobretensão 6000/Pc	76,5	
20	Subtotal (Linhas 17, 18, 19)	1454,3	
	Relação	120%	

⁽¹⁾Tipo de torre: C = Chainette (compacta); NC = Cross-rope (não-compacta)

Um cálculo simplificado, no qual as perdas corona da alternativa meia-onda são desconsideradas, mostra que seria preciso redução de 27% nos custos da linha para

que os custos do sistema CA meia-onda (sem considerar custos de correção do fator de potência, sobretensões e defasagem) empatassem com o custo total do sistema CC, conforme tabela a seguir.

Tabela 28 – Análise de sensibilidade dos custos em relação à redução de 27% no custo da linha CA, valores em 10^6 x R\$/ano

Item		12B CA	Caso 4 CC
1a	Tensão Nominal (kV)	1000	800
1b	Tensão Máxima (kV)	1100	800
2	N (subcondutores)	8	4
3	Potência característica (MW)	4500	
4	Tipo da torre ⁽¹⁾ diâm. feixe (m)	NC 1,17	
5	Condutor (MCM)	1113,0	1780
6	Custo das linhas	669,1	507,1
7	Custo perdas Joule	368,9	242,3
8	Custo perdas corona	0,0	60,4
9	Subtotal Linhas+Joule+corona	1038,0	809,9
10	Transformadores	88,9	
11	Perdas Joule nos transformadores	30,5	
12	Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	53,2	
13	Subtotal Subestações e equipamentos	172,5	
14	Conversoras		330,5
15	Perdas Joule nas conversoras		76,2
16	Subtotal Conversoras		406,7
17	Subtotal (Linhas 9, 13, 16)	1210,5	1216,5
	Relação	100%	100%
18	Adicional correção do fator de potência	12,1	
19	Adicional sobretensão 6000/Pc	62,0	
20	Subtotal (Linhas 17, 18, 19)	1284,7	
	Relação	106%	

⁽¹⁾Tipo de torre: C = Chainette (compacta); NC = Cross-rope (não-compacta)

7.4 OUTRA FILOSOFIA DE OPERAÇÃO EM RELAÇÃO ÀS PERDAS JOULE

Na seção 4.5.1, as perdas Joule para linhas de potência característica 4500 MW, com os mesmos patamares e durações de carga deste documento, são reduzidas em 23% com o ajuste das tensões em função da potência transmitida.

Para verificar a sensibilidade do custo total frente à adoção de tensões próximas de 1 pu nos terminais, as perdas Joule devem ser calculadas por (10) e multiplicadas por $1/(1-0,23)=1,29$. Nesse caso, os transformadores não precisarão ter uma faixa de tapes diferente da convencional, o que deve reduzir seu custo.

Os resultados dessa análise estão na tabela a seguir. A diferença entre os custos das alternativas CA meia-onda e CC foi acentuada, o que justifica a escolha por transformadores com maior faixa de tapes. O custo das perdas corona, ainda que seja pequeno em relação aos custos da linha e das perdas Joule, aumentou consideravelmente em decorrência do aumento da tensão operativa.

Tabela 29 – Análise de sensibilidade dos custos em relação à adoção de outra filosofia de operação (1 pu de tensão nos terminais), valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$

Item		12B CA	Caso 4 CC
1a	Tensão Nominal (kV)	1000	800
1b	Tensão Máxima (kV)	1100	800
2	N (subcondutores)	8	4
3	Potência característica (MW)	4500	
4	Tipo da torre ⁽¹⁾ diâm. feixe (m)	NC 1,16	
5	Condutor (MCM)	1113	1780
6	Custo das linhas	916,6	507,1
7	Custo perdas Joule	475,9	242,3
8	Custo perdas corona	49,6	60,4
9	Subtotal Linhas+Joule+corona	1442,0	809,9
10	Transformadores	78,2	
11	Perdas Joule nos transformadores	30,5	
12	Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	53,2	
13	Subtotal Subestações e equipamentos	161,9	
14	Conversoras	-	330,5
15	Perdas Joule nas conversoras	-	76,2
16	Subtotal Conversoras	-	406,7
17	Subtotal (Linhas 9, 13, 16)	1603,9	1216,5
	Relação	132%	100%
18	Adicional correção do fator de potência	12,1	
19	Adicional sobretensão 6000/Pc	85,0	
20	Subtotal (Linhas 17, 18, 19)	1701,0	
	Relação	140%	

⁽¹⁾Tipo de torre: C = Chainette (compacta); NC = Cross-rope (não-compacta)

7.5 UTILIZAÇÃO DA MAIOR POTÊNCIA CARACTERÍSTICA POSSÍVEL PARA 765 KV

Considerando-se um diâmetro máximo do feixe de 3,5 m, as máximas potências características obtidas na tensão nominal de 765 kV são as apresentadas na tabela 30 a seguir.

Tabela 30 – Projetos de linha e suas correspondentes potências características, configurações 765 kV com maior potência característica possível.

Casos	Tensão (kV)	Potência Característica nominal (MW)	N (número de subcondutores)	Condutor (MCM)	Diâmetro do feixe (m)	Configuração da torre
17A	765	3626	4	2515*	3,5	Compacta
17B		3396	4	2515*		Não-compacta
18A		4054	6	1590		Compacta
18B		3773	6	1590		Não-compacta
19A		4301	8	1192,5		Compacta
19B		3989	8	1192,5		Não-compacta

* O condutor econômico seria o 2312 MCM, mas nesse caso o gradiente superficial seria maior que o gradiente de início de corona para ambas as silhuetas de torre. O condutor 2515 MCM é o condutor CAA de maior diâmetro disponível comercialmente.

Os gradientes de início do corona e os máximos gradientes superficiais estão na tabela 31 a seguir.

Tabela 31 – Gradiente de início do corona visível e gradientes superficiais, configurações 765 kV com maior potência característica possível

Casos	Raio do condutor (cm)	E_c (kVpico/cm)	95% E_c (kVpico/cm)	Gradiente máximo, fases A e C (pu)	Gradiente máximo, fase B (pu)	Gradiente máximo, fases A e C (kV/cm)	Gradiente máximo, fase B (kV/cm)
17A	2,388	27,87	26,48	0,04090	26,72	0,04160	27,17*
17B	2,388	27,87	26,48	0,03778	24,68	0,04286	28,00*
18A	1,911	28,41	26,99	0,03847	25,13	0,03916	25,58
18B	1,911	28,41	26,99	0,03531	23,06	0,04065	26,55
19A	1,656	28,80	27,36	0,03563	23,27	0,03629	23,70
19B	1,656	28,80	27,36	0,03529	21,29	0,03783	24,71

*Gradiente máximo superficial maior que o gradiente de início do corona

As configurações 17A e 17B não atendem ao critério do gradiente superficial ser menor que 95% do gradiente de início do corona, mesmo utilizando o maior condutor CAA comercial. Mesmo assim, elas são incluídas nos cálculos seguintes, para fins de comparação.

A seguir, são apresentados os custos das configurações estudadas nessa seção, juntamente com as configurações definidas no capítulo 4. Os custos parciais e total de cada alternativa são comparados em relação ao menor custo total obtido anteriormente, referente à alternativa 12B.

Tabela 32 – Custos de sistemas CA meia-onda, incluindo configurações 765 kV com maior potência característica possível, valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$

Item		7B	8B	17A	17B	18A	18B	19A	19B	11B	12B	16B
1a	Tensão nominal (kV)	765	765	765	765	765	765	765	765	1000	1000	1000
1b	Tensão máxima (kV)	800	800	800	800	800	800	800	800	1100	1100	1100
2	N (subcondutores)	4	6	4	4	6	6	8	8	10	8	8
3	Potência característica (MW)	3000	3000	3626	3396	4054	3773	4301	3989	6000	4500	4182
4	Tipo da torre ⁽¹⁾ diâm. feixe (m)	NC 1,80	NC 1,30	C 3,50	NC 3,50	C 3,50	NC 3,50	C 3,50	NC 3,50	NC 3,46	NC 1,18	NC 1,00
5	Condutor (MCM)	2312	1431	2515	2515	1590	1590	1192,5	1192,5	874,5	967,5	795
6	Custo das linhas	782,3	779,3	948,9	821,4	950,9	828,4	979,1	860,4	937,2	852,8	777,1
7	Custo perdas Joule	408,1	439,5	453,4	424,7	534,6	497,5	567,2	526,0	501,0	424,4	480,6
8	Custo perdas corona	34,5	6,0	47,9	48,5	15,1	15,9	8,3	8,8	3,3	2,6	2,3
9	Subtotal Linhas+Joule+corona	1224,9	1224,8	1450,2	1294,5	1500,5	1341,8	1554,6	1395,2	1441,6	1279,8	1260,1
	Relação	79%	79%	94%	84%	97%	87%	100%	90%	93%	83%	81%
13	Subtotal SEs e equipamentos	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	172,5	172,5	172,5
17	Subtotal (Linhas 9, 13, 16)	1376,6	1376,5	1601,9	1446,2	1652,2	1493,5	1706,3	1546,9	1614,1	1452,3	1432,6
	Relação	89%	89%	103%	93%	107%	96%	110%	100%	104%	94%	92%
18	Adicional correção do fator de potência	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
19	Adicional sobretensão 6000/Pc	185,4	185,4	150,8	142,1	110,5	109,4	91,0	93,4	0,0	85,0	110,8
20	Subtotal (Linhas 17, 18, 19)	1574,0	1574,0	1764,8	1600,5	1774,9	1615,0	1809,4	1652,5	1626,2	1549,3	1555,5
	Relação	102%	102%	114%	103%	115%	104%	117%	107%	105%	100%	100%

⁽¹⁾Tipo de torre: C = Chainette (compacta); NC = Cross-rope (não-compacta)

O menor custo de sistema CA meia-onda continua sendo o 12B, em 1000 kV, com potência característica de 4500 MW. Depois dele, o menor é o 8B, em 765 kV, com potência característica de 3000 MW, e o 7B, com a mesma potência característica, e que tem custo muito parecido. Em seguida, vem o 17B, em 765 kV, com potência característica de 3396 MW (que não atende ao critério de o gradiente superficial ser menor que o gradiente de início do corona), o 18B e o 19B.

A inclusão dessas novas alternativas não alterou a conclusão da comparação de custos entre as alternativas meia-onda e CC.

7.6 UTILIZAÇÃO DE APENAS UM CIRCUITO CA MEIA-ONDA E UM BIPOLO CC

Esta hipótese foi analisada de forma a avaliar o impacto do atendimento ao critério N-1 de planejamento na relação entre custos das alternativas CA meia-onda e CC.

O procedimento para cálculo de custos é o mesmo do capítulo anterior. Desta forma, apresentaremos os resultados de forma mais sucinta.

Para o sistema em meia-onda, foi considerada apenas a potência característica de 6000 MW, de forma que a tensão no meio da linha não ultrapasse 1,0 pu durante carga pesada.

Os custos anuais das linhas meia-onda por quilômetro são dados pelas mesmas expressões da tabela 2.

Os valores de tensão operativa para a linha de meia-onda são dados pela tabela 33 a seguir:

Tabela 33 – Valores de tensão operativa das linhas de meia-onda para minimizar perdas Joule, um circuito

Potência característica nominal da linha (MW)	Potência transmitida na linha (MW)	Tensão operativa (pu da tensão nominal, 1000 kV ou 765 kV)
6000	6000	1,00
	4500	0,87
	3600	0,77

Os condutores econômicos têm seção transversal maior que os calculados anteriormente, pois toda a potência será transmitida por uma única linha CA ou um único bipolo CC, conforme tabelas 34 a 36 a seguir:

Tabela 34 – Valores de custo anual das linhas e das perdas Joule, em função de S_1 , CA meia-onda, um circuito

Tipo de torre	Tensão nominal (kV)	Potência Característica (MW)	Número de Subcondutores (N)	Custo anual da linha incluindo manutenção (R\$/km) ($A+B \cdot S_1$)	Custo anual das perdas Joule (R\$/km) C / S_1
Chainette	765	6000	4	$87867,20 + 40,524 S_1$	$754794740 / S_1$
			6	$87867,20 + 64,343 S_1$	$503196494 / S_1$
			8	$87867,20 + 90,534 S_1$	$377397370 / S_1$
Chainette	1000	6000	8	$132315,05 + 90,534 S_1$	$220862376 / S_1$
			10	$132315,05 + 119,096 S_1$	$176689901 / S_1$
Cross-rope	765	6000	4	$67463,96 + 38,495 S_1$	$754794740 / S_1$
			6	$67463,96 + 61,768 S_1$	$503196494 / S_1$
			8	$67463,96 + 87,726 S_1$	$377397370 / S_1$
Cross-rope	1000	6000	8	$85681,63 + 87,726 S_1$	$220862376 / S_1$
			10	$85681,63 + 116,368 S_1$	$176689901 / S_1$

Tabela 35 – Condutores econômicos definidos, CA meia-onda, um circuito

Caso	Tipo de torre	Tensão nominal (kV)	Potência Característica (MW)	Número de subcondutores, N	Condutor econômico, S_1 (MCM)
1A	Chainette	765	6000	4	2515*
2A				6	2515*
3A				8	2034
4A	Chainette	1000	6000	8	1590
5A				10	1192,5
1B	Cross-rope	765	6000	4	2515*
2B				6	2515*
3B				8	2034
4B	Cross-rope	1000	6000	8	1590
5B				10	1192,5

* Bitola máxima comercial para cabos CAA

Tabela 36 – Condutores econômicos definidos para as alternativas CC, um circuito

Caso	Tensão Nominal (kV)	Número de subcondutores, N	Custo anual da linha incluindo manutenção (R\$/km) $(A+B \cdot S_1)$	Custo anual das perdas Joule (R\$/km) C / S_1	Condutor econômico, S_1 (MCM)
CC1	500	4	$36558,77 + 31,144 S_1$	$883449504 / S_1$	2515
CC2	500	6	$36558,77 + 51,310 S_1$	$588966336 / S_1$	2515
CC3	600	4	$39702,53 + 31,144 S_1$	$613506600 / S_1$	2515
CC4	600	6	$39702,53 + 51,310 S_1$	$409004400 / S_1$	2515
CC5	700	4	$42846,29 + 31,144 S_1$	$450739543 / S_1$	2515
CC6	700	6	$42846,29 + 51,310 S_1$	$300493029 / S_1$	2515
CC7	800	4	$45990,05 + 31,144 S_1$	$345097463 / S_1$	2515
CC8	800	6	$45990,05 + 51,310 S_1$	$230064975 / S_1$	2156

Após terem sido definidos os condutores econômicos, são determinados, para as linhas CA meia-onda, os diâmetros de feixe que atingem a potência característica desejada de 6000 MW.

Conforme observado na figura 43, não é possível atingir a potência característica de 6000 MW em 765 kV com nenhuma das configurações.

Figura 43 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 765 kV. Objetivo: potência característica = 6000 MW. Condutores para um circuito CA.

Na figura 44, verifica-se que é possível obter-se a potência característica de 6000 MW com as configurações em 1000 kV. As configurações selecionadas encontram-se resumidas na tabela 37:

Figura 44 – Potência característica em função do diâmetro do feixe, 1000 kV. Objetivo: potência característica = 6000 MW. Condutores para um circuito CA.

Tabela 37 – Projetos de linha que atingem as potências características desejadas, condutores para um circuito CA.

Casos	Tensão (kV)	Potência Característica nominal (MW)	Número de subcondutores, N	Condutor (MCM)	Diâmetro do feixe (m)	Silhueta da torre
4 ^a	1000	6000	8	1590	2,90	Compacta
5 ^a			10	1192,5	2,66	Compacta
4B	1000	6000	8	1590	3,76	Não-compacta
5B			10	1192,5	3,40	Não-compacta

Todas as configurações CA meia-onda da tabela 37 atendem ao critério de o gradiente máximo superficial ser menor ou igual a 95% do gradiente de início do corona, conforme tabela 38 a seguir.

Tabela 38 – Gradiente de início do corona visível, condutores para um circuito CA.

Casos	Raio do condutor (cm)	E_c (kVpico/cm)	95% E_c (kVpico/cm)	Gradiente máximo, fases A e C (pu)	Gradiente máximo, fase B (pu)	Gradiente máximo, fases A e C (kV/cm)	Gradiente máximo, fase B (kV/cm)
4A	1,911	28,41	26,99	0,02602	0,02629	23,37	23,61
5A	1,656	28,80	27,36	0,02445	0,02469	21,96	22,18
4B	1,911	28,41	26,99	0,02519	0,02836	22,62	25,47
5B	1,656	28,80	27,36	0,02358	0,02658	21,18	23,87

As configurações CC também atendem a esse critério, conforme tabela 39 a seguir:

Tabela 39 – Gradientes máximos superficiais calculados e permitidos para as alternativas CC, um bipolo.

Alternativa	Tensão Nominal (kV)	Número de subcondutores, N	95% do gradiente de início do corona visível (kV/cm)	Gradiente máximo superficial (kV/cm)
CC1	500	4	26,48	15,73
CC2	500	6	26,48	12,20
CC3	600	4	26,48	18,88
CC4	600	6	26,48	14,64
CC5	700	4	26,48	21,38
CC6	700	6	26,48	16,52
CC7	800	4	26,48	23,43
CC8	800	6	26,62	18,92

Os custos das subestações do sistema de transmissão CA meia-onda são semelhantes aos da tabela 13, apenas retirando uma conexão de entrada de linha de cada subestação.

Em vez de duas conversoras de 3000 MW, como no caso base com dois circuitos, foi considerada, para cada alternativa, uma conversora de 6000 MW, cujo custo foi calculado de acordo com a expressão constante no Apêndice.

Nas tabelas 40 e 41 a seguir estão apresentados os custos das alternativas estudadas.

Tabela 40 – Custo total anual das alternativas CA meia-onda, um circuito, valores em $10^6 \times R\$/ano$

Item		4A	5A	4B	5B
1a	Tensão Nominal (kV)	1000	1000	1000	1000
1b	Tensão máxima (kV)	1100	1100	1100	1100
2	N (subcondutores)	8	10	8	10
3	Potência característica (MW)	6000	6000	6000	6000
4	Tipo da torre ⁽¹⁾ diâm. feixe (m)	C 2,90	C 2,66	NC 3,76	NC 3,40
5	Condutor (MCM)	1590	1192,5	1590	1192,5
6	Custo das linhas	690,7	685,8	562,9	561,1
7	Custo perdas Joule	347,3	370,4	347,3	370,4
8	Custo perdas corona	14,5	7,4	18,0	9,1
9	Subtotal Linhas+Joule+corona	1052,4	1063,7	928,1	940,7
10	Transformadores	88,9	88,9	88,9	88,9
11	Perdas Joule nos transformadores	30,5	30,5	30,5	30,5
12	Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	49,4	49,4	49,4	49,4
13	Subtotal Subestações e equipamentos	168,7	168,7	168,7	168,7
17	Subtotal (Linhas 9, 13)	1221,2	1232,4	1096,9	1109,4
18	Adicional correção do fator de potência	12,1	12,1	12,1	12,1
19	Adicional sobretensão 6000/Pc	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Subtotal (Linhas 17, 18, 19)	1233,3	1244,5	1109,0	1121,5
	Adicional defasador	41,3	41,3	41,3	41,3
	Adicional perdas Joule no defasador	30,5	30,5	30,5	30,5
	Total (com custos adicionais)	1305,0	1316,3	1180,8	1193,3

⁽¹⁾Tipo de torre: C = Chainette (compacta); NC = Cross-rope (não-compacta)

Tabela 41 – Custo total anual das alternativas CC, um circuito, valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$

Caso	CC1	CC2	CC3	CC4	CC5	CC6	CC7	CC8
Tensão Nominal (kV)	500	500	600	600	700	700	800	800
N (subcondutores)	4	6	4	6	4	6	4	6
Condutor (MCM)	2515	2515	2515	2515	2515	2515	2515	2156
Custo das linhas	287,2	414,0	295,1	421,9	302,9	429,7	310,8	391,5
Custo perdas Joule	878,2	585,5	609,8	406,6	448,1	298,7	343,0	266,8
Custo perdas corona	7,7	5,0	17,3	11,2	23,5	15,0	25,8	17,1
Subtotal Linhas+Joule+corona	1173,1	1004,5	922,2	839,7	774,5	743,4	679,7	675,4
Custo conversoras	293,9	293,9	307,2	307,2	319,0	319,0	329,6	329,6
Custo perdas conversoras	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2
Subtotal conversoras	370,0	370,0	383,4	383,4	395,2	395,2	405,7	405,7
Total	1543,1	1374,5	1305,6	1223,1	1169,7	1138,6	1085,4	1081,1

7.6.1 Confiabilidade

Com base em estatísticas de falha nos sistemas de transmissão CA e CC da usina hidrelétrica de Itaipu [20], é possível determinar o custo da diferença entre as disponibilidades das linhas CC e CA.

Nessa referência, tem-se uma média de 0,852 defeito permanente em uma das fases da linha CA por 100 quilômetros por ano e 0,105 defeito permanente em um dos polos da linha CC por quilômetros por ano.

Considerou-se que os tempos médios de reparo são de 1 hora para a linha CA e 0,25 hora para a linha CC, devido ao sistema CA apresentar maiores potências de curto-circuito, o que resulta em maiores danos após defeito.

De acordo com [3], conversoras de 6000 MW são constituídas de 4 pontes conversoras de 12 pulsos (1500 MW), dois em cada polo. Considera-se que cada ponte tem capacidade de sobrecarga de 33%. Assim, uma saída forçada de um conversor não provocaria corte de transmissão.

Em caso de defeito permanente em uma das fases da linha CA, o corte de transmissão é total. Para defeito em um dos polos da linha CC, o corte é parcial, pois o polo remanescente poderia transmitir $3000 \text{ MW} + 33\% = 4000 \text{ MW}$, utilizando o retorno pela terra e a capacidade de sobrecarga do seu conversor.

O despacho do sistema e o corte de carga em cada alternativa está indicado na tabela 42 a seguir.

Tabela 42 – Cortes de transmissão para perda de linha ou polo, para diferentes valores de potência transmitida antes do defeito.

Potência transmitida (MW)	% tempo	Corte de transmissão por saída de linha CA (MW)	Corte de transmissão por saída de polo CC (MW)
6000	8,33	6000	2000
4500	41,67	4500	500
3600	50	3600	0
Média ponderada		4175	375

A energia anual não fornecida será, pois:

- CA: $(0,852 \text{ falta} / 100 \text{ km} / \text{ano}) \times 2500 \text{ km} \times (1 \text{ h} / \text{falta}) \times 4175 \text{ MW} = 88927 \text{ MWh} / \text{ano};$
- CC: $(0,105 \text{ falta} / 100 \text{ km} / \text{ano}) \times 2500 \text{ km} \times (0,25 \text{ h} / \text{falta}) \times 375 \text{ MW} = 246 \text{ MWh} / \text{ano}.$

Portanto, a diferença é de 88681 MWh/ano.

Considerando o preço de venda da energia (R\$ 138/MWh), esta diferença representa $12,24 \times 10^6 \text{ R\$/ano}$. Considerando o preço da energia interrompida (que é bem maior que o preço de venda, por exemplo, $10 \times \text{R\$ } 138/\text{MWh}$), esta diferença representa $122,4 \times 10^6 \text{ R\$/ano}$.

A tabela a seguir apresenta a comparação entre os custos dos sistemas de transmissão CA meia-onda e CC, incluindo os custos da confiabilidade.

Tabela 43 – Comparação dos custos totais anuais das alternativas CA e CC, um circuito, valores em $10^6 \times \text{R\$/ano}$

Item		4B	CC8
1a	Tensão Nominal (kV)	1000	800
1b	Tensão máxima (kV)	1100	800
2	N (subcondutores)	8	6
3	Potência característica (MW)	6000	
4	Torre (C=Chainette, NC=Cross-rope) diâm. feixe (m)	NC 3,76	
5	Condutor (MCM)	1590	2156
6	Custo das linhas	562,9	391,5
7	Custo perdas Joule	347,3	266,8
8	Custo perdas corona	18,0	17,1
9	Subtotal Linhas+Joule+corona	928,1	675,4
10	Transformadores	88,9	
11	Perdas Joule nos transformadores	30,5	
12	Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	49,4	
13	Subtotal Subestações e equipamentos	168,7	
14	Conversoras	-	308,0
15	Perdas Joule nas conversoras	-	76,2
16	Subtotal Conversoras		384,2
17	Subtotal	1096,9	1059,5
	Relação	104%	100%
	Penalização por indisponibilidade	122,4	
18	Adicional correção do fator de potência	12,1	
19	Adicional sobretensão 6000/Pc	0,0	
20	Subtotal	1231,4	
	Relação	116%	
	Adicional defasador	41,3	
	Adicional perdas Joule no defasador	30,5	

Observa-se que os custos da alternativa CA meia-onda são 4% maiores que os da alternativa CC, antes de serem considerados os custos da confiabilidade. Esta

última parcela, juntamente com o custo de correção do fator de potência, torna a alternativa CA 15% mais cara que a CC.

7.7 AUMENTO NA POTÊNCIA MÁXIMA TRANSMITIDA

Considerando uma potência máxima transmitida de 9000 MW, e não 6000 MW, foram estudadas configurações CA meia-onda com dois ou três circuitos e configurações CC com dois bipolos.

Para as configurações CA meia-onda, foram consideradas potências características de 4500 MW e 6000 MW, com tensão nominal de 1000 kV. Para as configurações CC foram consideradas tensões nominais de 500 kV a 800 kV.

Para a determinação dos condutores econômicos das linhas CA meia-onda, as tensões operativas estão apresentadas na tabela a seguir.

Tabela 44 – Tensões operativas para CA meia-onda, potência máxima 9000 MW

Número de circuitos	Potência característica nominal da linha (MW)	Potência transmitida por uma das linhas (MW)	Tensão operativa (pu da tensão nominal, 1000 kV)
2	6000	4500	0,87
		3375	0,75
		2700	0,67
2	4500	4500	1,00
		3375	0,87
		2700	0,77
3	6000	3000	0,71
		2250	0,61
		1800	0,60*
3	4500	3000	0,82
		2250	0,71
		1800	0,63

* Considerado limite mínimo do tap.

As expressões de custo de linha e de perdas Joule, bem como os condutores econômicos para as configurações CA meia-onda estão nas tabelas 45 e 46.

Tabela 45 – Expressões de custo de linha e de perdas Joule para CA meia-onda, potência máxima 9000 MW

Caso	Número de circuitos	Tipo de torre	Tensão nominal (kV)	Potência característica (MW)	Número de subcondutores, N	Custo anual da linha, $A+B \cdot S_1$ (R\$/km)	Custo anual das perdas Joule, C / S_1 (R\$/km)
2B	2	Cross-rope	1000	6000	10	$85681,63 + 116,368 S_1$	$132525200 / S_1$
3B	2	Cross-rope	1000	4500	8	$85681,63 + 87,726 S_1$	$124235087 / S_1$
6B	3	Cross-rope	1000	6000	10	$85681,63 + 116,368 S_1$	$88371639 / S_1$
7B	3	Cross-rope	1000	4500	8	$85681,63 + 87,726 S_1$	$82924227 / S_1$

Tabela 46 – Condutores econômicos CA meia-onda, potência máxima 9000 MW

Caso	Número de circuitos	Tipo de torre	Tensão nominal (kV)	Potência característica (MW)	Número de subcondutores, N	Condutor econômico, S_1 (MCM)
2B	2	Cross-rope	1000	6000	10	1033,5
3B	2	Cross-rope	1000	4500	8	1192,5
6B	3	Cross-rope	1000	6000	10	874,5
7B	3	Cross-rope	1000	4500	8	954

Os condutores econômicos para as linhas CC estão na tabela 47 a seguir.

Tabela 47 – Condutores econômicos CC, potência máxima 9000 MW

Caso	Tensão Nominal (kV)	Número de subcondutores, N	Custo anual da linha incluindo manutenção (R\$/km) (A+B·S ₁)	Custo anual das perdas Joule (R\$/km) C / S ₁	Condutor econômico, S ₁ (MCM)
CC1	500	4	36558,77 + 31,144 S ₁	496940346 / S ₁	2515
CC2	500	6	36558,77 + 51,310 S ₁	331293564 / S ₁	2515
CC3	600	4	39702,53 + 31,144 S ₁	345097463 / S ₁	2515
CC4	600	6	39702,53 + 51,310 S ₁	230064975 / S ₁	2156
CC5	700	4	42846,29 + 31,144 S ₁	253540993 / S ₁	2515
CC6	700	6	42846,29 + 51,310 S ₁	169027329 / S ₁	1780
CC7	800	4	45990,05 + 31,144 S ₁	194117323 / S ₁	2515
CC8	800	6	45990,05 + 51,310 S ₁	129411548 / S ₁	1590

Os diâmetros de feixe que resultam nas potências características desejadas são conforme tabela 48 a seguir.

Tabela 48 – Configurações CA meia-onda que resultam nas potências características desejadas, potência máxima 9000 MW

Caso	Número de circuitos	Tensão nominal (kV)	Potência característica (MW)	Número de subcondutores, N	Condutor (MCM)	Diâmetro do feixe (m)	Tipo de torre
2B	2	1000	6000	10	1033,5	3,44	Cross-rope
3B	2	1000	4500	8	1192,5	1,16	Cross-rope
6B	3	1000	6000	10	874,5	3,46	Cross-rope
7B	3	1000	4500	8	954	1,18	Cross-rope

Os gradientes de início do corona e máximos superficiais CA meia-onda e CC estão nas tabelas 49 e 50.

Tabela 49 – Gradientes de início do corona, configurações CA meia-onda, potência máxima 9000 MW

Casos	Raio do condutor (cm)	Ec (kVpico/cm)	95% Ec (kVpico/cm)	Gradiente máximo, fases A e C (pu)	Gradiente máximo, fase B (pu)	Gradiente máximo, fases A e C (kV/cm)	Gradiente máximo, fase B (kV/cm)
2B	1,5405	29,00	27,55	0,02550	0,02840	22,63	25,51
3B	1,656	28,80	27,36	0,02434	0,02672	21,86	24,00
6B	1,4535	29,17	27,71	0,02657	0,02994	23,86	26,89
7B	1,4805	29,11	27,65	0,02668	0,02928	23,96	26,30

Tabela 50 – Gradientes máximos superficiais, configurações CC, potência máxima 9000 MW

Alternativa	Tensão Nominal (kV)	Número de subcondutores, N	95% do gradiente de início do corona visível (kV/cm)	Gradiente máximo superficial (kV/cm)
CC1	500	4	26,48	15,73
CC2	500	6	26,48	12,20
CC3	600	4	26,48	18,88
CC4	600	6	26,62	15,37
CC5	700	4	26,48	21,38
CC6	700	6	26,84	18,66
CC7	800	4	26,48	23,43
CC8	800	6	26,99	21,38

Foram consideradas as configurações das figuras a seguir para as subestações CA, para dois e três circuitos de linha 1000 kV, respectivamente.

Figura 45 – Configuração das subestações do sistema de transmissão com 2 linhas CA meia-onda, potência máxima 9000 MW.

Figura 46 – Configuração das subestações do sistema de transmissão com 3 linhas CA meia-onda, potência máxima 9000 MW.

Os custos das configurações das figuras anteriores são os apresentados nas tabelas 51 e 52 a seguir, estimados de forma similar aos custos para potência máxima 6000 MW (tabela 13).

Tabela 51 – Custo de subestações 500 / 1000 kV do sistema CA meia-onda, 2 circuitos com potência máxima total 9000 MW

Item	Qtde	Custo unitário (10 ⁶ R\$)	Total (10 ⁶ R\$)	Total anual (10 ⁶ R\$/ano)
Banco de autotransformadores 1000 MVA, 500/1000 kV, com faixa de tapes +5/-30%	2x9	53,4	961,2	133,3
Conexão de transformador (1000 kV)	2x9	11,939	214,9	29,8
Entrada de linha (1000 kV)	2x3	13,624	81,7	11,3
Interligação de barra (1000 kV)	2x6	15,210	182,5	25,3
Conexão de transformador (500 kV) adicional	2x3	5,571	33,4	4,6
Interligação de barra (500 kV) adicional	2x2	5,900	23,6	3,3
Módulo de infraestrutura (geral e de manobra) para as conexões acima	2	19,096	38,2	5,3
Total Subestações			1535,6	213,0
Defasagem 180±30°	1x9	35,0	315,0	43,7
Banco de autotransformadores 1000 MVA, 500/345 kV, necessários para os defasadores	1x9	17,3	155,7	21,6
Diferença de custo nos transformadores reguladores em um dos terminais (345/1000 kV-30% no lugar de 500/1000 kV-30%)	1x9	-2,7	-24,0	-3,3
Total Defasadores			446,7	61,9
Correção do fator de potência no receptor			95,2	13,2

Tabela 52 – Custo de subestações 500 / 1000 kV do sistema CA meia-onda, 3 circuitos com potência máxima total 9000 MW

Item	Qtde	Custo unitário (10 ⁶ R\$)	Total (10 ⁶ R\$)	Total anual (10 ⁶ R\$/ano)
Banco de autotransformadores 1000 MVA, 500/1000 kV, com faixa de tapes +5/-30%	2x9	53,4	961,2	133,3
Conexão de transformador (1000 kV)	2x9	11,939	214,9	29,8
Entrada de linha (1000 kV)	2x2	13,624	54,5	7,6
Interligação de barra (1000 kV)	2x6	15,210	182,5	25,3
Conexão de transformador (500 kV) adicional	2x3	5,571	33,4	4,6
Interligação de barra (500 kV) adicional	2x2	5,900	23,6	3,3
Módulo de infraestrutura (geral e de manobra) para as conexões acima	2	19,096	38,2	5,3
Total Subestações			1508,3	209,2
Defasadores 180±30°	1x9	35,0	315,0	43,7
Banco de autotransformadores 1000 MVA, 500/345 kV, necessários para os defasadores	1x9	17,3	155,7	21,6
Diferença de custo nos transformadores reguladores em um dos terminais (345/1000 kV-30% no lugar de 500/1000 kV-30%)	1x9	-2,7	-24,0	-3,3
Total Defasadores			446,7	61,9
Correção do fator de potência no receptor			95,2	13,2

Dessa forma, os custos totais dos sistemas CA meia-onda e CC são como apresentados nas duas tabelas a seguir.

Tabela 53 – Custo total anual das alternativas CA meia-onda, potência máxima 9000MW, valores em $10^6 \times R\$/ano$

Item		2B	3B	6B	7B
1a	Tensão Nominal (kV)	1000	1000	1000	1000
1b	Tensão máxima (kV)	1100	1100	1100	1100
2	N (subcondutores)	10	8	10	8
3	Potência característica (MW)	6000	4500	6000	4500
4	Torre (C=Chainette, NC=Cross-rope) diâm. feixe (m)	NC 3,44	NC 1,16	NC 3,46	NC 1,18
5	Condutor (MCM)	1033,5	1192,5	874,5	954
6	Custo das linhas	1029,7	951,5	1405,8	1270,3
7	Custo perdas Joule	641,1	520,9	757,9	651,9
8	Custo perdas corona	8,6	7,1	4,9	3,8
9	Subtotal Linhas+Joule+corona	1679,5	1479,4	2168,6	1926,0
10	Transformadores	133,3	133,3	133,3	133,3
11	Perdas Joule nos transformadores	45,7	45,7	45,7	45,7
12	Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	75,9	75,9	79,7	79,7
13	Subtotal Subestações e equipamentos	254,9	254,9	258,7	258,7
17	Subtotal	1934,4	1734,3	2427,3	2184,7
18	Adicional correção do fator de potência	13,2	13,2	13,2	13,2
19	Adicional sobretensão 9000/Pc	127,4	254,9	191,1	382,3
20	Subtotal	2075,0	2002,4	2631,6	2580,2
	Adicional defasador	61,9	61,9	61,9	61,9
	Adicional perdas Joule no defasador	45,7	45,7	45,7	45,7

Tabela 54 – Custo total anual das alternativas CC, potência máxima 9000MW, em 10⁶ R\$/ano

Item		CC1	CC2	CC3	CC4	CC5	CC6	CC7	CC8
1a	Tensão Nominal (kV)	500	500	600	600	700	700	800	800
1b	Tensão máxima (kV)	500	500	600	600	700	700	800	800
2	N (subcondutores)	4	6	4	6	4	6	4	6
5	Condutor (MCM)	2515	2515	2515	2156	2515	1780	2515	1590
6	Custo das linhas	574,4	828,0	590,1	751,6	605,9	670,9	621,6	637,9
7	Custo perdas Joule	988,0	658,6	686,1	533,5	504,1	474,8	385,9	407,0
8	Custo perdas corona	15,4	10,0	34,6	23,8	47,0	34,8	51,6	39,8
9	Subtotal Linhas+Joule+corona	1577,8	1496,7	1310,8	1309,0	1156,9	1180,5	1059,1	1084,6
14	Conversoras	356,9	356,9	378,2	378,2	397,1	397,1	414,3	414,3
15	Perdas Joule nas conversoras	114,2	114,2	114,2	114,2	114,2	114,2	114,2	114,2
16	Subtotal Conversoras	471,2	471,2	492,4	492,4	511,3	511,3	528,5	528,5
17	Total	2049,0	1967,9	1803,2	1801,4	1668,3	1691,9	1587,7	1613,2

A comparação entre os custos das alternativas CA meia-onda e CC é feita por meio da tabela a seguir. A diferença entre custos é acentuada em relação aos resultados do capítulo 6.

Tabela 55 – Custo total anual das alternativas CA meia-onda e CC, potência máxima 9000MW, em 10⁶ R\$/ano

Item		2B	3B	6B	7B	CC2	CC4	CC5	CC7
1a	Tensão Nominal (kV)	1000	1000	1000	1000	500	600	700	800
1b	Tensão máxima (kV)	1100	1100	1100	1100	500	600	700	800
2	N (subcondutores)	10	8	10	8	6	6	4	4
3	Potência característica (MW)	6000	4500	6000	4500				
4	Torre (C=Chainette, NC=Cross-rope) diâm. feixe (m)	NC 3,34	NC 1,161	NC 3,46	NC 1,18				
5	Condutor (MCM)	1033,5	1192,5	874,5	954	2515	2156	2515	2515
6	Custo das linhas	1029,7	951,5	1405,8	1270,3	828,0	751,6	605,9	621,6
7	Custo perdas Joule	641,1	520,9	757,9	651,9	658,6	533,5	504,1	385,9
8	Custo perdas corona	8,6	7,1	4,9	3,8	10,0	23,8	47,0	51,6
9	Subtotal Linhas+Joule+corona	1679,5	1479,4	2168,6	1926,0	1496,7	1309,0	1156,9	1059,1
10	Transformadores	133,3	133,3	133,3	133,3				
11	Perdas Joule nos transformadores	45,7	45,7	45,7	45,7				
12	Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	75,9	75,9	79,7	79,7				
13	Subtotal Subestações e equipamentos	254,9	254,9	258,7	258,7				
14	Conversoras					356,9	378,2	397,1	414,3
15	Perdas Joule nas conversoras					114,2	114,2	114,2	114,2
16	Subtotal Conversoras					471,2	492,4	511,3	528,5
17	Subtotal	1934,4	1734,3	2427,3	2184,7	1967,9	1801,4	1668,3	1587,7
	Relação	122%	109%	153%	138%	124%	113%	105%	100%
18	Adicional correção do fator de potência	13,2	13,2	13,2	13,2				
19	Adicional sobretensão 6000/Pc	127,4	254,9	191,1	382,3				
20	Subtotal	2075,0	2002,4	2631,6	2580,2				
	Relação	131%	126%	166%	163%				
	Adicional defasador	61,9	61,9	61,9	61,9				
	Adicional perdas Joule no defasador	45,7	45,7	45,7	45,7				

7.8 ALONGAMENTO DA LINHA

Caso a distância a ser percorrida seja de 2000 km, pode-se estimar o custo da solução proposta em [7].

Considerando dois circuitos com a configuração 12B (1000 kV, 8x954 MCM), que apresenta os menores custos de transmissão CA, podem-se definir circuitos 'T' que substituam 500 km de linha adicionais necessários para completar o meio comprimento de onda. Conforme [7], os circuitos 'T' serão instalados nos terminais. Nesta análise, devem, cada um, substituir 250 km de linha.

Os parâmetros resultantes dessa configuração são:

$$r=8,27580 \cdot 10^{-3} \Omega/\text{km};$$

$$x=0,285463 \Omega/\text{km};$$

$$b(\text{susceptância})=5,79196 \cdot 10^6 \Omega^{-1}/\text{km}.$$

Um trecho de 250 km deverá ter uma reatância série de 70,14 Ω e uma capacitância de 3,87 μF . Assim, o circuito 'T' deverá ser conforme a figura:

Figura 47 – Circuito 'T' para alongamento elétrico de linha de transmissão CA.

Para atender ao critério N-1 de planejamento, os reatores e capacitores deverão ser dimensionados para uma potência transmitida de 6000 MW em cada linha. Nesse caso, a tensão será de 1 pu nos terminais, e a corrente será de aproximadamente $(6000 / 3) / (1000 / \sqrt{3}) = 3,464$ kA. Assim, cada reator (trifásico ou banco) deverá ser

de $3,464^2 \cdot 35,07 \cdot 3 = 1262$ Mvar, e cada capacitor trifásico deverá ser de $(1000/\sqrt{3})^2 \cdot 2\pi \cdot 60 \cdot 3,87 \cdot 10^{-6} \cdot 3 = 1459$ Mvar.

Os custos dos circuitos 'T' foram estimados com base nos valores constantes do Apêndice.

Finalmente, foram estimados os custos totais dos sistemas de transmissão CA com alongamento e CC, 2000 km, dois circuitos, apresentados na tabela a seguir. A alternativa CA meia-onda consta da tabela para que se possa comparar o alongamento elétrico da linha (com circuito 'T') com o alongamento físico da linha (dois trechos de 250 km de linha adicionais, provavelmente começando e terminando em pontos muito próximos, apenas para que o comprimento total da linha seja 2500 km).

Tabela 56 – Comparação de custos de sistemas CA e CC, 2000 km, e CA meia-onda 2500 km, valores em 10^6 x R\$/ano

	12B, 2000 km, alongamento)	12B, 2500 km, meia-onda	CC7, 2000 km
Tensão Nominal (kV)	1000	1000	800
Tensão máxima (kV)	1100	1100	800
N (subcondutores)	8	8	4
Potência característica (MW)	4500	4500	
Tipo da torre ⁽¹⁾ diâm. feixe (m)	NC 1,18	NC 1,18	
Condutor (MCM)	954	954	1780
Custo das linhas	677,5	846,9	405,7
Custo perdas Joule	344,3	430,4	193,9
Custo perdas corona	2,1	2,6	48,3
Subtotal Linhas+Joule+corona	1023,8	1279,8	647,9
Transformadores	88,9	88,9	
Perdas Joule nos transformadores	30,5	30,5	
Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	53,2	53,2	
Subtotal Subestações e equipamentos	172,5	172,5	
Subtotal	1196,3		
Conversoras			330,5
Perdas Joule nas Conversoras			76,2
Subtotal Conversoras			406,7
Circuitos 'T'	75,6		
Subtotal	1271,9	1452,4	1054,6
Adicional correção do fator de potência	12,1	12,1	
Adicional sobretensão 6000/Pc	68,0	85,0	
Subtotal	1352,0	1549,4	1054,6
Relação	128%	147%	100%

⁽¹⁾Tipo de torre: C = Chainette (compacta); NC = Cross-rope (não-compacta)

Para uma distância de 2000 km, a alternativa CA com alongamento é mais barata que a solução CA meia-onda. Ou seja, o alongamento elétrico é mais interessante que o alongamento físico. Ainda assim, para 2000 km, a alternativa CC é a mais barata das três.

8 CONCLUSÕES

A partir dos estudos realizados, são apresentadas as seguintes conclusões:

- A metodologia de comparação apresentada é aplicável a diferentes sistemas e tecnologias de transmissão, permitindo uma comparação coerente, em que as parcelas de custo estão claramente apresentadas.
- Os procedimentos de configuração das linhas e de estimativa de custos são suficientemente detalhados, o que permite a utilização didática deste trabalho.
- Após realizar comparação econômica entre alternativas de transmissão em corrente alternada meia-onda e alternativas de transmissão em corrente contínua, os custos da meia-onda são consideravelmente superiores para as bases e critérios estabelecidos neste trabalho, que são bastante próximos aos utilizados no sistema elétrico brasileiro. Certamente, esse maior custo é o principal motivo para não haver um sistema de transmissão de energia elétrica em meia-onda em operação comercial no mundo.
- Análises de sensibilidade em relação aos dados do caso base resultaram sempre em valores de custo superiores para a transmissão em meia-onda.
- Alguns aspectos técnicos ainda não foram modelados e solucionados até o presente momento, tais como dificuldade de detecção de curto-circuito e sobretensão durante curto-circuito, na linha em que o curto ocorre e na linha de meia-onda em paralelo. Por esse motivo, os custos adicionais decorrentes desses problemas não foram quantificados. Portanto, futuras soluções para esses problemas não invalidam a conclusão de maior custo para a transmissão em meia-onda em relação à transmissão em corrente contínua.
- Apresentam-se como sugestão para futuros estudos:
 - Modelagem da corrente medida nos terminais da linha durante curtos-circuitos, em função da localização do curto, bem como proposta de dispositivo de detecção;

- Análise mais detalhada e eventual mitigação do efeito de sobretensão em linha são observada durante curtos-circuitos em linha de meia-onda em paralelo;
- Comparação econômica da linha de meia-onda e da linha CA convencional, após estimativa de custo da solução dos problemas anteriormente apontados.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Despacho n. 1.531, de 1º de junho de 2010**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20101531.pdf>. Acesso em 14 jan. 2011.
- [2] ELETROBRAS. **Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT**. Ref Custos jun.2004 rev-DEZEMBRO.xls.
- [3] CIGRÉ Joint Working Group B2/B4/C1.17. Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects. **Technical Brochure 388**, August 2009.
- [4] STEVENSON Jr., W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2ª. ed. McGraw-Hill, São Paulo, 1986.
- [5] ILICETO, F.; CINIERI, E. Analysis of half-wave length transmission lines with simulation of corona losses. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 4, p. 2081-2091, October 1988.
- [6] PRABHAKARA, F. S.; PARTHASARATHY, K.; RAMACHANDRA RAO, H. N. Analysis of natural half-wave-length power transmission lines. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-88, n. 12, p.1787-1794, December 1969.
- [7] HUBERT, F. J.; GENT, M. R. Half-wavelength power transmission lines. **Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-84, n. 10, p. 965-973, October 1965.
- [8] GATTA, F. M.; ILICETO, F. Analysis of some operation problems of half-wave length power transmission lines. In: 3rd AFRICON Conference, 1992, Swaziland. AFRICON '92 **Proceedings**, p. 59-64.
- [9] TAVARES, M. C.; PORTELA, C. M. Half-wave length line energization case test – proposition of a real test. In: **2008 International Conference on High Voltage Engineering and Application**, November 2008, Chongqing, China.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Chamada n. 004/2008; Projeto estratégico: “ensaio de transmissão de energia em linha de pouco mais de meio comprimento de onda”**. Brasília, DF. 2008. Disponível

em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2008-ChamadaPE04-2008.pdf>. Acesso em 07 jul. 2011.

- [11]AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Chamada No 005/2008; Projeto estratégico: “alternativas não convencionais para transmissão de energia elétrica em longas distâncias”**. Brasília, DF. 2008. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2008-ChamadaPE05-2008.pdf>. Acesso em 07 jul. 2011.

- [12]ETT, G. et al. **Alternativas não convencionais para transmissão de energia elétrica: estado da arte**. Brasília: Teixeira, 2011.

- [13]ETT, G. et al. **Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica; estudos técnicos e econômicos**. (título provisório, a ser publicado).

- [14]VIDIGAL, R. F.; TAVARES, M. C. Conceitos fundamentais da transmissão em um pouco mais de meio comprimento de onda. In: **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2010)**. Maio de 2010, Belém, Pará.

- [15] SANTOS, M. L. **Avaliação do desempenho de linhas de transmissão de energia elétrica de meia onda**. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

- [16]SANTOS, M. L.; JARDINI, J. A.; MASUDA, M.; NICOLA, G. L. C. Electrical requirements for half-wavelength power transmission line design. In: **2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America**, 2010, São Paulo, p. 486-490.

- [17]SANTOS, M. L.; JARDINI, J. A.; MASUDA, M.; NICOLA, G. L. C. A study and design of half-wavelength lines as an option for long distance power transmission. In: **IEEE PES Trondheim PowerTech 2011**.

- [18] SANTOS, M. L.; JARDINI, J. A.; MASUDA, M.; SOUSA, T., FRONTIN, S.O., NICOLA, G. L. C. Transmissão de energia por longas distâncias utilizando alternativas não-convencionais In: **XXI SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 2011, Florianópolis.

- [19] MARUVADA, P. S. Corona loss and ozone. In: **Corona performance of high-voltage transmission lines**. Hertfordshire: SRP, 2000. Chapter 4, p. 91-110.

- [20] SANTO, S. E. Some numbers from 750 kV AC / 600 kV DC. CIGRÉ SC B4, Question 1.8. Disponível em <http://www.cigre.org.br/bienal2010/relatorio/Pages/Arquivos/B4/Relat%C3%B3rio%20CE-B4%20-%20Anexo%202/Contrib%20ppt%20B4%2018%20SES%20Br.pdf>>. Acesso em 06 nov. 2011.
- [21] D'AJUZ, A. et al. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento; aplicação em sistemas de potência de alta tensão**. Rio de Janeiro: Universitária da Universidade Federal Fluminense, 1987.
- [22] BARRETT, J. S.; MOTLIS, Y. Allowable tension levels for overhead-line conductors. In: **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings**-. v. 148, n. 1, p.54-59, Jan. 2001.
- [23] CIGRÉ Working Group 14.20. Economic assessment of HVDC links. **Technical Brochure** 186, June 2001.
- [24] GRAHAN J. HVDC Transmission application in the brazilian network. In: **Brazil-China-India summit meeting on HVDC & hybrid system**, CIGRE Rio de Janeiro, 16-18 Jul 2006.
- [25] PORTELA, C.; ALVIM, M. Soluções não convencionais em CA adequadas para transmissão à distância muito longa – uma alternativa para o sistema de transmissão da Amazônia. In: **Seminário: Transmissão de Energia Elétrica a Longa Distância**, Outubro de 2007, Recife, PE.
- [26] ESMERALDO, P.C.V.; ARAÚJO, E.M.A.; CARVALHO JR, D.S. HVDC Madeira transmission system – planning development and final design. In: **CIGRE Brasil – Bienal 2010**. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em http://www.cigre.org.br/download.asp?arg=archives/files/bienal2010/B4_306_2010.pdf>. Acesso em 05 jul. 2011.

APÊNDICE: DADOS DE CUSTO

1 TAXA DE DÓLAR UTILIZADA

Nesta pesquisa, considerou-se 1 US\$ = R\$ 1,74, que é o valor de conversão aproximado em novembro de 2010, época em que os levantamentos de custos das linhas foram iniciados.

2 CUSTOS DE LINHA

2.1 Metodologia adotada

Com o objetivo de ajustar funções matemáticas que forneçam os custos de linhas CA com torres Chainette e Cross-rope, bem como de linhas CC com torre monomastro estaiada, foram realizados projetos de linha constituídos das seguintes etapas [1]:

- estudos elétricos;
- estudos eletromecânicos;
- cálculo de estruturas; e
- estimativa de quantitativos e levantamento de custos unitários dos componentes das linhas.

Foram considerados condutores do tipo CAA (alumínio com alma de aço) para todas as alternativas.

Os valores de ventos adotados foram obtidos a partir do projeto básico de uma recente licitação da ANEEL (os parâmetros da distribuição de vento foram: média =

19,71 m/s e desvio padrão = 2,56 m/s; o vento com período de retorno 250 anos, 10 m de altura e período de integração de 10 minutos resultou em 112,30 km/h).

Para as linhas CA, foram realizados projetos de 11 configurações de linha, com diferentes valores de tensão máxima (V), número de condutores por fase (N) e seções transversais de alumínio (S_1):

- V = 550 kV (500 kV nominal):
 - N = 4, S_1 = 954 MCM (Rail);
 - N = 6, S_1 = 954 MCM (Rail);
 - N = 6, S_1 = 1272 MCM (Bittern).
- V = 800 kV (765 kV nominal):
 - N = 4, S_1 = 1113 MCM (Bluejay);
 - N = 4, S_1 = 2312 MCM (Thrasher);
 - N = 6, S_1 = 954 MCM (Rail);
 - N = 6, S_1 = 1272 MCM (Bittern).
- V = 1100 kV (1000 kV nominal):
 - N = 8, S_1 = 954 MCM (Rail);
 - N = 8, S_1 = 1590 MCM (Lapwing);
 - N = 10, S_1 = 954 MCM (Rail);
 - N = 10, S_1 = 1113 MCM (Bluejay).

Para as linhas de 500 kV foram consideradas torres do tipo Cross-rope e para as linhas de 765 kV e 1000 kV do tipo torres do tipo Cross-rope e Chainette.

Já para as linhas CC, foram utilizados como base os 10 projetos apresentados em [2] . Como os referidos projetos não utilizavam as mesmas condições de vento e critérios para definição dos parâmetros elétricos, a torre básica desse projeto foi recalculada com as novas condições:

- V = $\pm$ 500 kV, N = 3, S_1 = 1590 MCM (Lapwing).

A partir dos resultados desse projeto, foram estimados os pesos das demais configurações.

2.2 Projeto de linhas CA

Para as linhas CA, foram realizados estudos elétricos com a finalidade de definir a geometria das torres, calculando-se as distâncias mínimas entre fases e fase-terra, tipo e quantidade mínima de isoladores, alturas mínimas dos condutores, faixas de passagem e flechas a serem adotadas nas diversas configurações.

Os dados resultantes seguem nas tabelas 1 e 2.

Tabela 1 – Distâncias mínimas entre fases

Tensão máxima (kV)	Distâncias entre fases (m)
550	4,5
800	9,1
1100	15,3

Tabela 2 – Distâncias mínimas para manobra

Tensões máximas (kV)	Condutor-torre (m)	Condutor-braço de torre (m)	Condutor-estai (m)	Condutor-solo (m)	Condutor-objeto de 4,5 m de altura no solo (m)
550	2,5	2,1	2,4	3,3	2,7+4,5
800	5,2	4,3	4,9	6,9	5,5+4,5
1100	9,3	7,6	8,7	13,9	10,2+4,5

As faixas de passagem, apresentadas na tabela a seguir, foram determinadas com base nos critérios de emissão eletromagnética, definidos em [3]. Foram realizados também os cálculos de faixas considerando balanço do condutor em decorrência da ação de ventos, porém as faixas resultaram menores.

Tabela 3 – Flechas, alturas do condutor inferior ao solo e faixas de passagem para vão de 500 m

Tensão máxima (kV)	Condutor	N	Flecha (m)	Distância ao solo (m)	Altura condutor-Solo (m)	Faixa de passagem (m)
550	954 MCM (Rail)	4	23,6	9,5	33,1	70
	954 MCM (Rail)	6	23	10,3	33,3	70
	1272 MCM (Bittern)	6	22,9	10,3	33,2	70
800	1113 MCM (Bluejay)	4	24,2	14	38,2	130
	2312 MCM (Thrasher)	4	24,4	14,5	38,9	112
	954 MCM (Rail)	6	23,3	15,4	38,7	103
	1272 MCM (Bittern)	6	23,1	15,6	38,7	90
1100	954 MCM (Rail)	8	23,6	22,1	45,7	154
	1590 MCM (Lapwing)	8	23,5	22,3	45,8	122
	954 MCM (Rail)	10	23,2	23,4	46,6	134
	1113 MCM (Bluejay)	10	23,1	23,4	46,5	124

Foram calculadas as pressões decorrentes de ventos, conforme requisitos da ANEEL e de normas técnicas, e em seguida, estudos eletromecânicos determinaram os esforços e carregamentos resultantes das pressões de ventos e da tração dos cabos, o que possibilitou determinar o peso das torres.

2.3 Pesos das torres CA e CC

Cálculos estruturais determinaram os pesos das torres após os estudos anteriores. Então foi possível ajustar funções de regressão conforme segue

$$\text{Peso (torre Chainette)} = -8708 + 28116 \cdot V + N \cdot S_1 \cdot (0,03885 \cdot N - 0,12) \quad (1)$$

$$\text{Peso (torre Cross-rope)} = -5587,5 + 22,63 \cdot V + N \cdot S_1 \cdot (0,02465 \cdot N - 0,4207) \quad (2)$$

$$\text{Peso (torre HVDC)} = 1798 + 6,95 \cdot V + N \cdot S_1 \cdot (0,0769 \cdot N - 0,0316) \quad (3)$$

Os componentes para custeamento foram listados conforme [2], seus quantitativos foram estimados e seus custos unitários foram adotados conforme [5]. Os resultados para as linhas CA e CC estão apresentados nas tabelas a seguir.

Tabela 4 – Custos dos componentes de linhas de transmissão CA – torres Chainette

Item	Subitem	Unidade	Custo unitário (R\$)	550kV 4xRail	550kV 6xRail	550kV 6xBittern	800kV 4x Bluejay	800kV 4x Thrasher	800kV 6x Rail	800kV 6x Bittern)	1100kV 8x Rail	1100kV 8x Lapwing	1100kV 10x Rail	1100kV 10x Bluejay
Engenharia	Projeto	km	4,355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00
	Topografia	km	2,603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44
	Levantamento de campo	km	7,168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18
	Estudos ambientais	km	33,204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20
	Subtotal			47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82
Materiais	Torre	ton	5,790,00	70568,52	86745,78	86745,78	160626,18	161517,84	161517,84	161517,84	252594,54	252594,54	254377,86	254377,86
	Fundação (concreto)	m³	2,456,71	52622,31	64685,54	64685,54	69294,83	69679,50	69679,50	69679,50	134599,44	134599,44	135549,71	135549,71
	Condutor	ton	12,560,00	241604,16	362406,24	482454,72	281997,12	566857,92	362406,24	482454,72	483208,32	805146,24	604010,40	704992,80
	Pára-raios	ton	7,220,00	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04
	Aterramento (contrapeso)	Total por km	2,401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00
	Isolador	u	111,79	20261,18	20261,18	20261,18	94179,56	118940,13	107314,40	138614,43	204214,09	216976,30	204214,09	221298,69
	Ferragens do condutor	u	2,626,74	15760,44	15760,44	15760,44	42579,24	47394,86	56859,09	67085,02	78865,48	82103,63	89760,33	90393,42
	Ferragens do pára-raios	u	48,56	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24
	Ferragens do estais	u	1,100,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00
	Espaçador-amortecedor	u	246,61	13211,25	19816,88	19816,88	13211,25	13211,25	19816,88	19816,88	26422,50	26422,50	33028,13	33028,13
	Acessórios	Total por km	1,000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
	Subtotal			432176,14	587824,34	707872,82	680036,46	995749,77	795742,22	957316,67	1198052,64	1535990,93	1339088,80	1457788,89
Mão-de-obra	Faixa de passagem e acessos	ha	3,000,00	21000,00	21000,00	21000,00	39000,00	33600,00	30900,00	27000,00	46200,00	36600,00	40200,00	37200,00
	Montagem da torre	ton	1,592,25	21853,50	28424,34	28424,34	48902,58	49216,45	49216,45	49216,45	86199,37	86199,37	86791,19	86791,19
	Escavação da fundação torre	m³	44,40	2476,95	3044,77	3044,77	3293,60	3311,88	3311,88	3311,88	6865,31	6865,31	6913,77	6913,77
	Escavação da fundação estai	m³	44,40	3238,67	3981,11	3981,11	4859,61	4886,59	4886,59	4886,59	5626,64	5626,64	5666,37	5666,37
	Lançamento do Condutor	Total por km	70,876,08	48452,86	72679,29	83857,34	52346,73	74217,15	72679,29	83857,34	96905,71	125089,13	121132,14	130866,81
	Lançamento do pára-raios	ton	2,938,54	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49
	Instalação do aterramento	km	2,401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00
	Subtotal			101764,47	133872,00	145050,05	153145,01	169974,56	165736,69	173014,75	246539,52	265122,93	265445,96	272180,63
Administração e fiscalização	Distribuição do material	Ton	167,48	6072,37	8403,40	10004,17	10422,87	14568,87	11788,84	13803,89	18470,50	22928,70	20233,63	21787,36
	Inspeção em fábrica (1% do total de materiais)			4321,76	5878,24	7078,73	6800,36	9957,50	7957,42	9573,17	11980,53	15359,91	13390,89	14577,89
	Administração da construção (2% do total)			11625,43	15380,54	18005,07	17610,25	24261,10	20176,19	23553,24	29838,46	36968,89	33037,31	35546,01
	Subtotal			22019,56	29662,19	35087,98	34833,48	48787,47	39922,45	46930,30	60289,48	75257,50	66661,83	71911,26
Contingências (3% do total)				17438,14	23070,81	27007,61	26415,37	36391,65	30264,29	35329,87	44757,69	55453,34	49555,97	53319,01
Total				620729,14	821760,16	962349,28	941761,14	1298234,28	1078996,49	1259922,41	1596970,16	1979155,53	1768083,38	1902530,61

Tabela 5 – Custos dos componentes de linhas de transmissão CA – torres Cross-rope

Item	Subitem	Unidade	Custo unitário (R\$)	550kV 4xRail	550kV 6xRail	550kV 6xBittern	800kV 4x Bluejay	800kV 4x Thrasher)	800kV 6x Rail	800kV 6x Bittern	1100kV 8x Rail	1100kV 8x Lapwing	1100kV 10x Rail	1100kV 10x Bluejay
Engenharia	Projeto	km	4,355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00	4355,00
	Topografia	km	2,603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44	2603,44
	Levantamento de campo	km	7,168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18	7168,18
	Estudos ambientais	km	33,204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20	33204,20
	Subtotal			47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82	47330,82
Materiais	Torre	ton	5,790,00	70568,52	86745,78	86745,78	148292,38	149115,58	149115,58	149115,58	216954,49	216954,49	218486,19	218486,19
	Fundação (concreto)	m³	2,456,71	52622,31	64685,54	64685,54	63973,98	64329,11	64329,11	64329,11	115608,01	115608,01	116424,20	116424,20
	Condutor	ton	12,560,00	241604,16	362406,24	482454,72	281997,12	566857,92	362406,24	482454,72	483208,32	805146,24	604010,40	704992,80
	Pára-raios	ton	7,220,00	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04	5753,04
	Aterramento (contrapeso)	Total por km	2,401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00
	Isolador	u	111,79	20261,18	20261,18	20261,18	8104,47	16208,95	13414,30	13414,30	22152,23	24443,84	24443,84	24443,84
	Ferragens do condutor	u	2,626,74	15760,44	15760,44	15760,44	8018,07	8018,07	9185,53	9185,53	10443,91	10661,03	11608,39	11608,39
	Ferragens do pára-raios	u	48,56	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24	194,24
	Ferragens do estais	u	1,100,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00	8800,00
	Espaçador-amortecedor	u	246,61	13211,25	19816,88	19816,88	13211,25	13211,25	19816,88	19816,88	26422,50	26422,50	33028,13	33028,13
	Acessórios	Total por km	1,000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00	1000,00
	Subtotal			432176,14	587824,34	707872,82	541745,55	835889,15	636415,91	756464,39	892937,74	1217384,39	1026149,43	1127131,83
Mão-de-obra	Faixa de passagem e acessos	ha	3,000,00	21000,00	21000,00	21000,00	39000,00	33600,00	30900,00	27000,00	46200,00	36600,00	40200,00	37200,00
	Montagem da torre	ton	1,592,25	21853,50	28424,34	28424,34	45147,56	45437,33	45437,33	45437,33	74036,99	74036,99	74545,31	74545,31
	Escavação da fundação torre	m³	44,40	2476,95	3044,77	3044,77	3040,70	3057,58	3057,58	3057,58	5896,64	5896,64	5938,27	5938,27
	Escavação da fundação estai	m³	44,40	3238,67	3981,11	3981,11	4486,46	4511,37	4511,37	4511,37	4832,75	4832,75	4866,87	4866,87
	Lançamento do condutor	Total por km	70,876,08	48452,86	72679,29	83857,34	52346,73	74217,15	72679,29	83857,34	96905,71	125089,13	121132,14	130866,81
	Lançamento do pára-raios	ton	2,938,54	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49	2341,49
	Instalação do aterramento	km	2,401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00	2401,00
	Subtotal			101764,47	133872,00	145050,05	148763,94	165565,92	161328,05	168606,11	232614,58	251197,99	251425,08	258159,75
Administração e fiscalização	Distribuição do material	Ton	167,48	6072,37	8403,40	10004,17	8867,48	12792,93	10087,01	11687,79	14769,88	19091,03	16514,61	17861,15
	Inspeção em fábrica (1% do total de materiais)			4321,76	5878,24	7078,73	5417,46	8358,89	6364,16	7564,64	8929,38	12173,84	10261,49	11271,32
	Administração da construção (2% do total)			11625,43	15380,54	18005,07	14756,81	20975,72	16901,50	19448,03	23457,66	30318,26	26498,11	28652,45
	Subtotal			22019,56	29662,19	35087,98	29041,74	42127,54	33352,67	38700,46	47156,92	61583,13	53274,21	57784,91
Contingências (3% do total)				17438,14	23070,81	27007,61	22135,21	31463,58	25352,24	29172,04	35186,49	45477,40	39747,16	42978,67
Total				620729,14	821760,16	962349,28	789017,27	1122377,01	903779,69	1040273,81	1255226,56	1622973,73	1417926,69	1533385,98

Tabela 6 – Custos dos componentes de linhas de transmissão CC

Item	Subitem	Unidade	500kV 2xBittern	500kV 3xLapwing	600kV 4xChukar	800kV 6xRail	800kV 5xKiwi
Engenharia	Projeto	km	4,355	4,355	4,355	4,355	4,355
	Topografia	km	2,603	2,603	2,603	2,603	2,603
	Levantamento de campo	km	7,168	7,168	7,168	7,168	7,168
	Estudos ambientais	km	33,204	33,204	33,204	33,204	33,204
	Subtotal		47,331	47,331	47,331	47,331	47,331
Materiais	Torre	ton	67,218	73,435	91,555	115,349	126,721
	Fundação (concreto)	m3	19,015	25,599	39,258	38,276	79,745
	Condutor	ton	107,212	201,287	310,383	241,604	430,808
	Pára-raios	ton	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753
	Aterramento (contrapeso)	Total por km	2,401	2,401	2,401	2,401	2,401
	Isolador	u	11,179	13,414	21,463	28,617	42,926
	Ferragens do condutor	u	7,145	9,098	11,390	14,937	16,730
	Ferragens do pára-raios	u	194	194	194	194	194
	Ferragens do estais	u	8,800	8,800	8,800	8,800	8,800
	Espaçador-amortecedor	u	5,901	7,046	8,808	13,211	11,009
	Acessórios	Total por km	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	Subtotal		235,818	348,027	501,005	470,142	726,087
Mão de Obra	Faixa de passagem e acessos	ha	33,000	22,800	22,200	33,000	30,000
	Montagem da torre	ton	19,617	21,800	27,857	34,539	39,383
	Escavação da fundação torre	m3	911	1,116	2,220	2,042	2,842
	Escavação da fundação estai	m3	1,115	1,172	1,550	1,550	3,526
	Lançamento do condutor	Total por km	24,971	33,357	44,840	48,453	59,063
	Lançamento do pára-raios	ton	2,341	2,341	2,341	2,341	2,341
	Instalação do aterramento	km	2,401	2,401	2,401	2,401	2,401
	Subtotal		84,357	84,988	103,410	124,326	139,557
Administração e Fiscalização	Distribuição do material	ton	3,861	5,384	7,584	7,500	10,678
	Inspeção de fábrica		2,358	3,480	5,010	4,701	7,261
	Administração da construção		7,350	9,607	13,035	12,836	18,259
	sub total		13,570	18,471	25,629	25,038	36,198
Contingências (3% do total)			11,025	14,410	19,552	19,254	27,389
Total			392,101	513,226	696,927	686,090	976,563

2.4 Funções de custos de linhas CA e CC

Dessa forma, os custos das linhas CA e CC (CL) são dados conforme as expressões a seguir.

- CA Chainette: (4)

$$CL = -221076 + 1068,3 * V + N * S_1 (2,1374 * N + 64,5)$$

- CA Cross-rope: (5)

$$CL = 136159 + 437,86 * V + N * S_1 (2,4193 * N + 59,714)$$

- CC: (6)

$$CL = 150266 + 226,68V + N * S_1 (2,7602 * N + 45,1)$$

2.4.1 Penalização por sobretensão sustentada

São calculados os pesos adicionais das torres para os diversos valores de sobretensão (1,33 pu, 1,43 pu e 2 pu, considerando as tensões máximas). O custo adicional de cada torre devido à sobretensão é calculado com base nos custos unitários de torre por kg e de montagem da torre por kg (R\$ 5,79 / kg e 27,5%* R\$ 5,79 / kg = R\$ 1,59 / kg [5]). Considerando-se duas torres por km, o custo adicional da linha de 2500 km é o custo adicional de cada torre multiplicado por 5000. O resultado deve ser, então, multiplicado pelo fator $1,1*(0,02+k)$ da expressão (9) do capítulo 4, para ser obtido o valor anual da penalidade.

3 EQUIPAMENTOS

3.1 Compensador estático

Para se determinar o custo de compensação de fator de potência, de 0,98 indutivo para 1,00 de uma carga de potência ativa 6000 MW, considerou-se a utilização de um compensador estático.

Foi consultado o banco de preços ANEEL [5]. O preço de um compensador estático de 1200 Mvar, 230 kV, é de R\$ $80,234 \cdot 10^6$. O banco ANEEL não apresenta valores de custos para compensadores de outro nível de tensão, e, por simplicidade, assumiu-se o mesmo valor para 500 kV. A esse valor, devem ser somados os custos de conexão do compensador (500 kV, arranjo disjuntor-e-meio, média nacional: R\$ $5,843 \cdot 10^6$) e de infraestrutura de manobra (R\$ $1,276 \cdot 10^6$). Para simplificar, não será considerado o aumento no módulo de infraestrutura geral da subestação.

Utilizando-se o mesmo fator de anualização dos custos utilizado para os outros itens de custo de transmissão, o custo anual da compensação do fator de potência é: $0,13869 \cdot (80,234 + 5,843 + 1,276) = \text{R\$ } 12,1 \cdot 10^6/\text{ano}$.

3.2 Autotransformador

Foram utilizados os seguintes valores para bancos de autotransformadores, de acordo com informações obtidas de fabricantes tradicionais:

- 345 / 765 kV, tap +5%/-30%, 1000 MVA: R\$ $46,2 \cdot 10^6$;
- 500 / 765 kV, tap +5%/-30%, 1000 MVA: R\$ $48,5 \cdot 10^6$;
- 500 / 1000 kV, tap +5%/-30%, 1000 MVA: R\$ $53,4 \cdot 10^6$; e
- 500 / 345 kV, 1000 MVA: R\$ $17,3 \cdot 10^6$.

A estimativa de transformadores 500 / 1000 kV, 1000 MVA, foi extrapolada a partir da referência de preços Eletrobras [4], resultando numa relação de R\$ 47 / kVA.

3.3 Defasador

Foi considerado um defasador $180\pm30^\circ$ em 345 kV, 1000 MVA, com o custo de R\$ $35,0\cdot10^6$, de acordo com informações obtidas de fabricantes tradicionais.

3.4 Reatores série

Os preços de reatores série foram considerados iguais aos de reatores paralelo, obtidos após consulta a fabricantes tradicionais. Foi estimado o custo de R\$ 32 por kvar.

3.5 Capacitores paralelo

Os preços de capacitores paralelos foram considerados iguais aos de capacitores série, obtidos após consulta a fabricantes tradicionais. Foi estimado o custo de R\$ 38 por kvar.

4 CONEXÕES DE MANOBRA

Os custos de conexão de transformador, conexão de linha e interligação de barras são disponíveis em uma planilha ANEEL [5], tabulados em função do nível de tensão e do arranjo da subestação.

Foram considerados, como base para as estimativas de custos para a tensão nominal de 1000 kV, os valores existentes para as tensões nominais de 500 kV e 750 kV.

5 MÓDULO DE INFRAESTRUTURA

Para a estimativa do custo do módulo de infraestrutura, foi utilizada a planilha ANEEL [5]. Nessa planilha, é necessário informar o estado da federação e se ela se localizará em zona rural ou urbana, pois isso determina o custo do metro quadrado do terreno. Foi considerado o estado de Mato Grosso do Sul, que tem um custo de R\$ 0,34/m² na zona rural, próximo da média nacional da zona rural, que é de R\$ 0,32/m².

6 CONVERSORAS

Os custos das conversoras são baseados em [2] e incluem tiristores, transformadores, pátios (AC e DC), filtros (AC e DC), sistema de controle, proteção e comunicação, obras civis e eletromecânicas, serviço auxiliar, engenharia e administração.

Na referência citada, os custos das conversoras nos dois terminais da linha, em 10⁶·US\$, são dados pelas expressões:

$$C_{\text{conv}} = 1,5 \cdot 0,698 \cdot V^{0,317} \cdot P^{0,557} \quad (7)$$

$$C_{\text{conv}} = 1,5 \cdot 0,154 \cdot V^{0,244} \cdot P^{0,814} \quad (8)$$

A expressão (7) é utilizada para potência nominal de até 4000 MW, enquanto (8) é adequada para potências acima desse valor. V é a tensão entre o polo positivo e a terra em kV, P é a potência nominal em MW. O fator 1,5 representa os impostos aplicados no Brasil.

Na tabela a seguir, são comparados os valores dos orçamentos das conversoras nas recentes concessões do sistema do rio Madeira (± 600 kV, 3150 MW) [6], [7] com os valores obtidos com as expressões mencionadas. O valor do dólar à época desse orçamento era de R\$ 2,38.

Tabela 7 – Comparação dos custos de conversoras calculados e orçados nas concessões do sistema do rio Madeira

	Orçamento do contrato de concessão ($10^6 \cdot \text{R\$}$)	Orçamento do contrato de concessão ($10^6 \cdot \text{US\$}$)	Valor calculado pela expressão (7) ($10^6 \cdot \text{US\$}$)	Razão entre orçamento e valor calculado
Conversora nº 1	1538	646	707	91 %
Conversora nº 2	1241	521	707	74 %

Os preços das conversoras utilizados nas comparações deste trabalho estão ligeiramente superiores ao praticados na última concessão, o que reforça uma das conclusões deste trabalho, de que a transmissão em corrente contínua apresenta menor custo que a transmissão em meia-onda, pois, se fossem utilizados os preços dos orçamentos referidos, a diferença a favor da corrente contínua seria maior.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS DO APÊNDICE

- [1] ETT, G. et al. **Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica; estudos técnicos e econômicos.** (título provisório, a ser publicado).
- [2] CIGRÉ Joint Working Group B2/B4/C1.17. Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects. **Technical Brochure** 388, August 2009.
- [3] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS. **Submódulo 2.4; Requisitos mínimos para linhas de transmissão aéreas.** Rev 1.1. Disponível em <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em 30 out. 2011.
- [4] ELETROBRAS. **Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT.** Ref Custos jun.2004 rev-DEZEMBRO.xls.
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Despacho n. 1.531, de 1º de junho de 2010.** Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20101531.pdf>>. Acesso em 14 jan. 2011.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. Do serviço público de transmissão de energia elétrica, que celebram a União e a Estação Transmissora de Energia S.A. **Contrato de concessão No. 012/2009-ANEEL.** Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/siget/arq.cfm?arquivo=629>>. Acesso em 25 jan 2012.
- [7] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. Do serviço público de transmissão de energia elétrica, que celebram a União e a Interligação Elétrica do Madeira S.A. **Contrato de concessão No. 015/2009-ANEEL.** Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/siget/arq.cfm?arquivo=632>>. Acesso em 25 jan 2012.